

N° Série :/2020

Université Kasdi Merbah Ouargla



Faculté des hydrocarbures énergies renouvelables et science de la terre et de l'univers

Département de Production des Hydrocarbures

MEMOIRE

Pour obtenir le Diplôme de Master

Option : Production Professionnelle

Présenté Par :

YOUB Ikram, SALMANIA Moussa, DOUADI Nour-eddine

-THÈME-

**L'intérêt des pompes électriques submersibles
(ESP) pour une meilleure récupération d'huile**

Soutenue le : / / 2020 devant la commission d'examen

Jury :

Président :	M. REMITA A/RAOUF	MCB	Univ. Ouargla
Rapporteur :	Mme. HAFSI Fadila	MAA	Univ. Ouargla
Examineur :	M. KHEBBAZ Mohamed El-Ghali	MAA	Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2019/2020

REMERCIEMENT

On remercie ALLAH le tout puissant de nous avoir donné la santé et la volonté d'entamer et de terminer ce mémoire.

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce au concours de plusieurs personnes à qui nous voudrions témoigner toute notre gratitude.

*Nous voudrions tout d'abord adresser toute notre reconnaissance à notre Directeur de mémoire Madame **HAFSI FADILA**. Nous la remercions de nous avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.*

*Nous tenons également à remercier **les membres du jury** pour l'honneur qu'ils nous font en acceptant de juger et d'évaluer notre travail.*

*Nous désirons aussi remercier les professeurs du **département de production** et a tous le personnel de **la faculté d'hydrocarbures**, qui nous ont fourni les outils nécessaires à la réussite de nos études universitaires.*

*Enfin, nous adressons nos aimables remerciements à **nos familles***

*Et à **amis** qui ont été nombreux à nous aider*

Et à nous encourager.

Merci !

DÉDICACE

Je dédie ce travail

*A ma famille, elle qui m'a doté d'une éducation digne, son amour a fait de moi ce que je suis
aujourd'hui.*

*A la femme qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences et
qui n'a épargné aucun effort pour me rendre heureuse :*

Mon adorable mère.

A l'homme, mon précieux offre du dieu, qui doit ma vie, ma réussite et tout mon respect :

Mon cher père.

*A mon adorable petite sœur **RANIM**, qui sait toujours comment procurer la joie et le bonheur
pour toute la famille.*

*A ma chère sœur **FARIDA**, et mon frère **MAHDI**, qui n'ont pas cessée de me conseiller,
encourager et soutenir tout au long de mes études. Que Dieu les protège et leurs offre la
chance et le bonheur.*

*A **SALAH-EDDINE**, Qui m'a aidé et supporté dans les moments difficiles.*

*A mes chers collègues **SALMANIA MOUSSA** et **DOUADI NOUR-EDDINE***

A tous ceux que j'aime.



DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail

A ma très chère maman, à mon cher père

Qui n'ont jamais cessé de me soutenir et de m'encourager,

Ainsi qu'à mes frères :

SAIF et ALI

A toute ma famille.

*A tous mes amis, en particulier **RAMI** et **HANI** pour leur nous soutien.*

*Aussi pour **DOUADI NOUR-EDDINE** et **YOUB IKRAM**.*

C'était une bonne expérience de travailler avec eux

*A mon enseignante Mme **HAFSI FADHILA**.*



MOUSSA

DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail

A ma très chère maman, à mon cher père

Qui n'ont jamais cessé de me soutenir et de m'encourager,

Ainsi qu'à mes frères :

CHAMSOU et BAHAA

A toute ma famille.

*A tous mes amis, en particulier **AYMEN** et **AHMED** pour leur nous soutien.*

*Aussi pour **SALMANIA MOUSSA** et **YOUB IKRAM**.*

C'était une bonne expérience de travailler avec eux

*A mon enseignante Mme **HAFSI FADHILA**.*



NOUR-EDDINE

RÉSUMÉ :

Au début de l'extraction, le pétrole jaillit naturellement. Mais lorsque cet effluent n'a plus suffisamment d'énergie pour accéder à la surface, le remède est d'inclure dans la complétion du puits une certaine forme de levage artificiel y compris le pompage et le gas-lift. La pompe électrique submersible (ESP) est largement utilisée dans l'industrie pétrolière comme méthode d'artificial lift.

L'objet de notre travail est de présenter le procédé d'activation par le système de pompage électrique submersible (ESP), et de faire une étude consiste à évaluer l'efficacité et la flexibilité de la pompe pour optimiser la production et maximiser la récupération d'huile dans le champ de Hassi Messaoud.

Dans ce mémoire on a proposé que le puits ONI23 puisse être activé pour produire plus par la mise en place d'une pompe ESP dans les conditions fixées par le procédé. Sur la base des données du réservoir et de la conception de la complétion, la production a été simulée dans le software PIPESIM. On a déterminé aussi le design de puits avec la pompe adéquate pour avoir des débits plus grands que l'état actuelle du puits.

L'activation du puits ONI23 par la pompe ESP donne un débit égal 2 fois que le débit initial, avec un gain de 103.77% de la production d'huile. Les résultats obtenus dans cette étude sont convenables et favorisent le passage à l'activation du puits par le pompage de fond (ESP).

Mots clés : artificial lift, pompe ESP, PIPESIM, design.

ملخص :

في بداية عملية الاستخراج يتدفق النفط بشكل طبيعي. لكن عندما لا يكون لهذا المائع طاقة كافية للوصول إلى السطح فإن العلاج يتلخص في إدراج شكل ما من أشكال الرفع الصناعي في اكتمال البئر بما في ذلك الضخ ورفع الغاز. تستخدم المضخة الكهربائية المغمورة (ESP) على نطاق واسع في الصناعة النفطية كوسيلة رفع صناعي.

إن الغرض من عملنا هو تقديم عملية التنشيط من خلال نظام الضخ الكهربائي المغمور (ESP)، و إجراء دراسة تشمل تقييم كفاءة ومرونة المضخة لتحسين الإنتاج وزيادة استخراج النفط في حقل حاسي مسعود.

وفي هذه المذكرة، تم اقتراح أن يتم تنشيط البئر ONI23 لإنتاج المزيد عن طريق تثبيت مضخة ESP في ظل الظروف التي حددتها العملية. واستناداً إلى بيانات الخزان وتصميم الإكمال، تمت محاكاة الإنتاج في برنامج PIPESIM. كما تطرقنا أيضاً إلى إنشاء تصميم للبئر بمضخة مناسبة للحصول على معدلات تدفق أعلى من الحالة الطبيعية للبئر.

يؤدي تنشيط البئر ONI23 بواسطة المضخة ESP إلى تدفق يساوي ضعف التدفق الأولي بنسبة 103.77% في إنتاج النفط. النتائج التي تم الحصول عليها في هذه الدراسة مناسبة وتعزز الانتقال إلى تنشيط البئر بواسطة الضخ (ESP).

كلمات مفتاحية : الرفع الصناعي، المضخة ESP، PIPESIM، تصميم.

ABSTRACT :

At the beginning of the extraction, the oil flows naturally. But when this effluent no longer has enough energy to access the surface, The remedy is to include within the well completion some form of artificial lift including pumping and gas-lift. The Electrical Submersible Pump (ESP) is widely used in the petroleum industry as an artificial lift method.

The purpose of our work is to present the lifting process by the electrical submersible pumping system (ESP), and conducting a study involves evaluating the efficiency and flexibility of the pump to optimize production and maximize oil recovery in the Hassi Messaoud field.

In this thesis it was proposed that the well ONI23 can be activated to produce more by the installation of an ESP pump under the conditions set by the process. Based on the reservoir data and the completion design, the production was simulated in the PIPESIM software. The design of well with the appropriate pump was also determined to have flow rates greater than the current condition of the well.

The activation of the well ONI23 by the ESP pump gives a flow equal to twice the initial flow, with a gain of 103.77% of the oil production. The results obtained in this study are suitable and promote the transition to well lifting by pumping (ESP).

Key words : artificial lift, ESP Pump, PIPESIM, design.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENT	II
DÉDICACE	III
RÉSUMÉ	VI
LISTE DES FIGURES	XII
LISTE DES TABLEAUX	XV
LISTE DES ABRÉVIATIONS ET DES SYMBOLES	XVI
LISTE DES ANNEXES	XVIII

INTRODUCTION GÉNÉRALE

CHAPITRE I : PRÉSENTATION DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD

Introduction	3
I.1 Historique de développement du gisement	3
I.2 Généralités géographique et géologiques	4
I.2.1 Situation géographique	4
I.2.2 Cadre géologique	5
I.3 Productivité du champ et propriétés des réservoirs	6
I.4 Problèmes d'exploitations rencontrées au champ de Hassi Messaoud	7
I.5 Chute de la pression du gisement	8
Conclusion	8

CHAPITRE II : GÉNÉRALITÉS SUR L'ARTIFICIAL LIFT ET L'ESP

Introduction	9
II.1 Condition d'éruptivité d'un puits	9
II.2 Artificial lift	10
II.2.1 Définition d'artificial lift	10

II.2.2	Les méthodes d'artificial lift	10
II.2.2.1	Le pompage	11
II.2.2.2	Le gas-lift	19
II.2.3	Sélection et comparaison entre les méthodes d'artificial lift	23
II.3	La pompe électrique submersible (ESP)	28
II.3.1	Le pompage centrifuge immergé	28
II.3.2	Les composants d'un système ESP	28
II.3.2.1	Les équipements de fond	28
II.3.2.2	Les équipements de surface	35
II.3.3	Les contraintes et les limitations	38
II.3.3.1	Causes générales des défaillances	38
II.3.3.2	Défaillances typiques des composants du système	38
	Conclusion	40

CHAPITRE III : L'ANALYSE DU SYSTÈME DE PRODUCTION

	Introduction	41
III.1	Système de production	41
III.2	Inflow Performance de puits	42
III.2.1	Indice de productivité	42
III.2.2	Inflow performance relationship IPR	44
III.2.3	Futur IPR pour un puits de pétrole	45
III.2.4	Méthode de Vogel	45
III.3	Outflow Performance de puits	47
III.3.1	Outflow performance relationship	47
III.3.2	Point de fonctionnement	48

III.4	Optimisation de la production par L'analyse nodale	49
III.4.1	Optimisation de la production	49
III.4.2	Analyse Nodale	49
III.5	Modélisation de la production par PIPESIM	53
III.5.1	Modélisation des puits	53
III.5.2	Aperçue au logiciel PIPESIM	53
	Conclusion	54

CHAPITRE IV : ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUIT

A L'ESP

	Introduction	55
IV.1.	Objectif	55
IV.2.	Procédure de sélection	55
IV.3.	Critères de sélection des candidats	55
IV.4.	Étude candidature de puits sélectionné	56
a.	Forage et implantation	56
b.	Complétion	57
c.	Données pétrophysiques	57
d.	Corrélation de puits	58
e.	Well Test	59
f.	Test de production	59
g.	Réserve dans la zone	61
h.	Pression de la tête de puits	63
i.	Profile de production	64
j.	Pression du réservoir	64
k.	Déclin de pression dans la zone du puits ONI23	59

1. Déclin de pression du puits ONI23	66
Résumé d'étude candidature	67
IV.5. Modélisation de Puits	68
a. Collecte de données (données sur les fluides)	59
b. Données PVT et de viscosité (données de calibration)	68
c. Modélisation PIPESIM	59
d. Optimisation de gas-lift	72
e. Objectifs et analyse de design	74
Conclusion et recommandation	80

CONCLUSION GÉNÉRALE ET RECOMMANDATIONS

Conclusion générale	81
Recommandations	82

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXE

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Historique de production d’huile et de GOR.	3
Figure I.2 : Historique d’injection de gaz et d’eau.	4
Figure I.3 : Situation géographique du gisement de Hassi Messaoud.	4
Figure I.4 : Coupe transversale schématique du champ d’huile de Hassi Messaoud.	5
Figure I.5 : Subdivisions du gisement de Hassi Messaoud.	7
Figure II.1 : Les différentes méthodes d’activation.	11
Figure II.2 : L’unité de surface et les équipements de fond de la pompe aux tiges.	12
Figure II.3 : Système de pompage de cavités progressives.	13
Figure II.4 : L’unité de surface et les équipements de fond de la pompe à piston.	15
Figure II.5 : L’unité de surface et les équipements de fond de la pompe à jet.	16
Figure II.6 : La pompe électrique submersible.	18
Figure II.7 : Types de gas-lift. a. Gas lift continu. b. Gas lift intermittent.	19
Figure II.8 : Vanne de gas-lift.	21
Figure II.9 : Mandrin à poche latérale.	21
Figure II.10 : Mandrin conventionnel.	22
Figure II.11 : Les parties principales d’une pompe ESP.	29
Figure II.12 : Construction d’un séparateur de gaz.	31
Figure II.13 : Construction du stator et du rotor d’un moteur ESP.	32
Figure II.14 : Schéma d’un protecteur ESP.	33
Figure II.15 : Construction d’un câble ESP rond.	35
Figure II.16 : Construction d’un câble ESP plat.	35
Figure II.17 : Tête de puits d’un système ESP.	36

Figure II.18 : arrangement de la surface d'une installation ESP.	37
Figure III.1 : Système de production.	42
Figure III.2 : la relation entre Q_o et Δp.	43
Figure III.3 : Courbe IPR typique pour un puits de pétrole.	44
Figure III.4 : Courbe d'IPR (Inflow performance relationship) des réservoirs d'huile monophasés.	45
Figure III.5 : Vogel IPR sans dimension.	47
Figure III.6 : Courbe de VLP (Vertical Lift Performance).	48
Figure III.7 : Combinaison d'IPR et VLP.	48
Figure III.8 : Système de production.	50
Figure III.9 : Système de production.	51
Figure III.10 : Système de production.	52
Figure III.11 : un modèle de puits utilisant le logiciel de Schlumberger PIPESIM.	53
Figure IV.1 : Position de la zone du puits ONI23.	56
Figure IV.2 : Localisation du puits ONI23.	57
Figure IV.3 : Carte de la structure du top réservoir.	58
Figure IV.4 : Position des puits décalés de l'ONI23.	58
Figure IV.5 : Corrélation du puits.	59
Figure IV.6 : Présentation du log log.	60
Figure IV.7 : Carte des cumuls de production.	62
Figure IV.8 : Carte de la production d'eau.	62
Figure IV.9 : Carte de GOR.	63
Figure IV.10 : Graphique de la pression de la tête du puits.	63
Figure IV.11 : Profil de production d'ONI23.	64
Figure IV.12 : Graphique de pression du réservoir.	65

Figure IV.13 : Pression du réservoir des puits producteurs et injecteurs.	65
Figure IV.14 : L'évolution de la pression du réservoir.....	66
Figure IV.15 : Production prévisionnelle d'ONI23.....	66
Figure IV.16 : Le modèle de puits ONI23.	69
Figure IV.17 : VLP/IPR matching du puits ONI23.	70
Figure IV.18 : Profil P/T du puits ONI23.	70
Figure IV.19 : VLP/IPR matching du puits ONI23 (jaugeage).....	71
Figure IV.20 : Profil P/T du puits ONI23 (jaugeage).....	72
Figure IV.21 : Effet de l'injection du gaz lift sur le débit.....	73
Figure IV.22 : VLP/IPR matching du puits ONI233 (gaz lift).	73
Figure IV.23 : Critères de design.....	74
Figure IV.24 : Les paramètres de la pompe choisie.....	74
Figure IV.25 : Pompe sélectionnée avec courbe de performance catalogue et calcul associé et sélection des étapes de logement.	75
Figure IV.26 : Courbe de performance de la pompe SN2600.....	76
Figure IV.27 : TDH par rapport au débit de la pompe.	77
Figure IV.28 : Courbes d'entraînement à vitesse variable.....	78
Figure IV.29 : profil de pression.....	78
Figure IV.30 : Performance du moteur.....	79

LISTE DES TABLEAUX

Tableau I.1 : Données moyennes de gisement pour le champ de Hassi Messaoud.	6
Tableau II.1 : Conditions de productivité pour choisir la méthode d'artificial lift.	23
Tableau II.2 : Problèmes courants affectant le choix de la méthode d'artificial lift.	24
Tableau II.3 : Comparaison entre les méthodes d'artificial lift.	25
Tableau IV.1 : Les essais de puits de l'ONI23.	59
Tableau IV.2 : Les résultats d'essai de puits.	60
Tableau IV.3 : Les résultats des tests de production.	61
Tableau IV.4 : Les données sur les fluides de l'ONI23.	68
Tableau IV.5 : PVT et données de viscosité de l'ONI23.	68
Tableau IV.6 : Design récapitulative.	75

LISTE DES ABREVIATIONS ET DES SYMBOLES

AOFP : *Absolute Open Flow Potencial.*
BHP : *Bottom Hole Pressure (kg/cm²).*
BU : *Build Up.*
DST : *Drill Stem Test.*
ESP : *Electrical Submersible Pump.*
GL : *Gas Lift.*
GOR : *Gas Oil Ratio : Rapport gaz/huile (m³/ m³).*
HAVA : *High Angle Vane Auger.*
HP : *Horse Power, Hydraulic Pumping.*
IP : *Indice de Productivité.*
IPR : *Inflow Performance Relationship.*
MBE : *Material Balance Equation.*
MD : *Measured Depth (m).*
NE : *North East.*
Pc : *Perte de charge.*
PCP : *Progressive Cavity Pumping.*
Pf : *Pression de fond.*
PFD : *Pression Fond Dynamique.*
Pg : *Pression de gisement.*
PIPESIM : *Pipeline Simulator.*
PP : *Pressure Pipe (kg/cm²).*
Pr : *Pression de reservoir.*
Ps : *Pression en tete de puits.*
Pwf : *Pression d'écoulement du trou.*
Qo : *Débit d'huile (m³/h).*
Qw : *Débit d'eau (m³/h).*
ROR : *Recommended Operating Range.*
Rp : *Reservoir pressure (kg/cm²).*

SRP : *Sucker Rod Pumping.*

SW : *South West.*

TD : *Total Depth (m).*

TDH : *Total Dynamic Head.*

THP : *Tubing Head Pressure (kg/cm²).*

TVD : *True Vertical Depth (m).*

VLP : *Vertical Lift Performance.*

VSD : *Variable Speed Drive.*

WC : *Water Cut (%).*

WHP : *WellHead Pressure (kg/cm²).*

WO : *Work Over.*

LISTE DES ANNEXES

Annexe A : Schémas de puits ONI 23.

Figure A.1 : La fiche technique du puits ONI 23.

Figure A.2 : Schéma de la complétion de puits avec la pompe SN2600.

Figure A.3 : Historique de jaugeage du puits ONI 23.

Annexe B : REDA Electrical Submersible Pump Systems.

Figure B.1 : Courbe de performance de la pompe SN2600.

Figure B.2 : les Courbes des performances de la pompe REDA SN2600.

INTRODUCTION
GÉNÉRALE

La consommation énergétique dans le monde a connu une croissance très importante, les producteurs de pétrole et de gaz sont contraints d'améliorer l'efficacité de leurs méthodes de production pour faire face au développement de la demande mondiale.

L'extraction du pétrole (ou du gaz) est effectuée par l'intermédiaire de puits forés dans la roche-réservoir, qui dirigent le pétrole vers les installations de surface. Au début du cycle de production, le pétrole peut parvenir naturellement à la surface, sous l'effet des pressions internes régnant au sein de la roche-réservoir on parle alors de puits éruptif. La pression diminue au fur et à mesure que l'on produit, qui affectera le taux de production de pétrole (puits non-éruptif). À partir du moment où cette pression n'assure plus l'acheminement des effluents, on va activer le puits par la mise en place d'un système d'activation pour amener l'huile à la surface.

La technologie utilisée comme solution pour augmenter la récupération des réserves est appelée artificial lift, qui décrit une variété de méthodes que les producteurs de pétrole et de gaz utilisent pour apporter en fond de puits l'énergie nécessaire à la production et pousser les ressources jusqu'à la surface. Parmi ces méthodes, il existe les pompes ESP et le gas-lift.

La demande en les pompes électriques submersibles (ESP) a grandement augmenté dans le monde industriel. Elles sont les plus répondues actuellement, pour prolonger la durée de vie des champs et améliorer le taux de récupération.

Dans le champ de Hassi Messaoud, La plupart des puits qui nécessitent un levage sont soulevés au gas-lift, car le gaz est généralement disponible et par rapport à d'autres systèmes d'activation, le gas-lift est relativement peu coûteux et nécessite peu d'entretien. Cependant, les pompes électriques submersibles (ESP) peuvent augmenter efficacement et économiquement la production de pétrole et la récupération des réserves dans des conditions de fonctionnement appropriées. Cela amène les pompes ESP à la compétition dans le champ du Hassi Messaoud pour passer de l'activation de puits par gas-lift à l'activation par pompage électrique (ESP).

Une analyse de faisabilité sera alors effectuée et une évaluation de la durabilité et du potentiel sera complétée pour établir et justifier les critères servant à déterminer s'il est avantageux d'utiliser la pompe ESP ? Et sont-elles plus efficaces et plus performantes ?

Dans cette étude, nous appliquons l'analyse nodale comme procédure d'optimisation du point de fonctionnement de la pompe ESP via le logiciel PIPESIM. Pour optimiser la production, il faut tenir compte des critères de sélection de la pompe qui est conforme à l'état des puits.

L'objectif de ce travail est de réaliser une étude d'évaluation et une simulation sur la base des données de champ, et d'optimiser les performances d'un puits dans le champ de Hassi Messaoud pour :

- ◆ Améliorer le taux de production dans ce champ après la chute de pression de gisement.
- ◆ Mettre en évidence l'importance de l'introduction des nouvelles méthodes pour obtenir la récupération maximale d'huile.
- ◆ Évaluer la performance de la pompe ESP.

Dans notre mémoire nous avons divisé le travail en quatre (04) chapitres :

- ◆ Dans un premier temps, au chapitre I, nous commençons par la présentation du lieu d'étude (champ de Hassi Messaoud) en la décrivant de par ses caractéristiques géologiques, pétrophysiques, structurales et l'analyse des paramètres de la production.
- ◆ Dans le chapitre II, nous introduisons brièvement les notions de l'artificial lift et la pompe électrique submersible (ESP).
- ◆ Nous passons ensuite, chapitre III, aux concepts de base de l'analyse nodale, qui sera appliqué pour la modélisation de puits.
- ◆ L'étude candidature et La modélisation de puits sélectionné à l'ESP seront présentées au chapitre IV. Nous présentons aussi les résultats de simulation et leur interprétation.
- ◆ Nous finalisons enfin par une conclusion générale et des recommandations pour l'exploitation du présent travail.

CHAPITRE I :
PRÉSENTATION
DU CHAMP
DE HASSI MESSAOUD

Introduction :

Le gisement de pétrole de Hassi Messaoud demeure à l'heure actuelle le plus productif d'Algérie avec une production de l'ordre 400000 barils par jour.

Un total de 1188 puits a été foré, dont plus de 85 % sont actifs, l'injection de gaz miscible a été massivement implémentée et constitue avec l'injection d'eau les mécanismes principaux de drainage du réservoir. [1]

I.1 Historique de développement du gisement :

Le gisement d'huile de Hassi Messaoud a été découvert en 1956 par le forage MD1, qui a traversé les réservoirs de grès du cambro-Ordovicien à 3337 mètres de profondeur.

La production d'huile du gisement de Hassi Messaoud, démarrée en 1958, a connu une augmentation quasi constante de l'ordre de 2.5 MM de m³ par an jusqu'en 1973, suivie par une période de stabilisation de la production à 30 MM m³ par an en moyenne jusqu'en 1983, puis par un déclin jusqu'à un plateau de 22 MM de m³ par an accompagné d'une augmentation constante du GOR. Le gisement a d'abord connu une phase de développement des « zones de production ». [1]

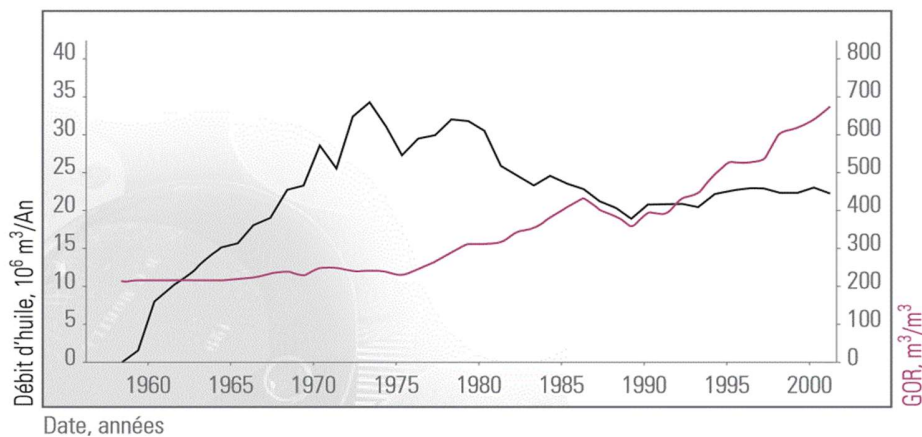


Figure0.1 : Historique de production d'huile et de GOR. [1]

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a incité à utiliser les méthodes de récupération secondaire par injection de gaz et d'eau. (Fig. I.2)

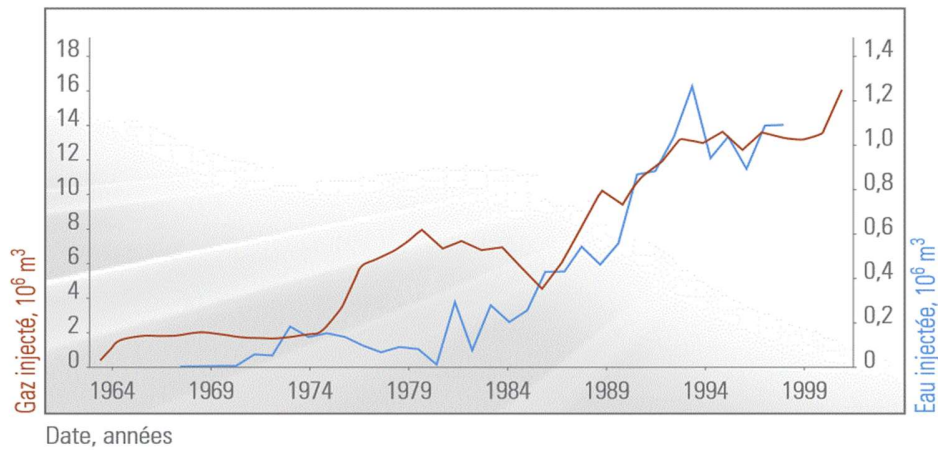


Figure0.2 : Historique d'injection de gaz et d'eau. [1]

I.2 Généralités géographique et géologiques :

I.2.1 Situation géographique :

Le gisement de Hassi Messaoud, de dimensions 40x40 km, est situé dans le Sahara algérien, à 650Km sud-est d'Alger, à 80Km au sud d'Ouargla et à 300Km des frontières tunisiennes. [2]

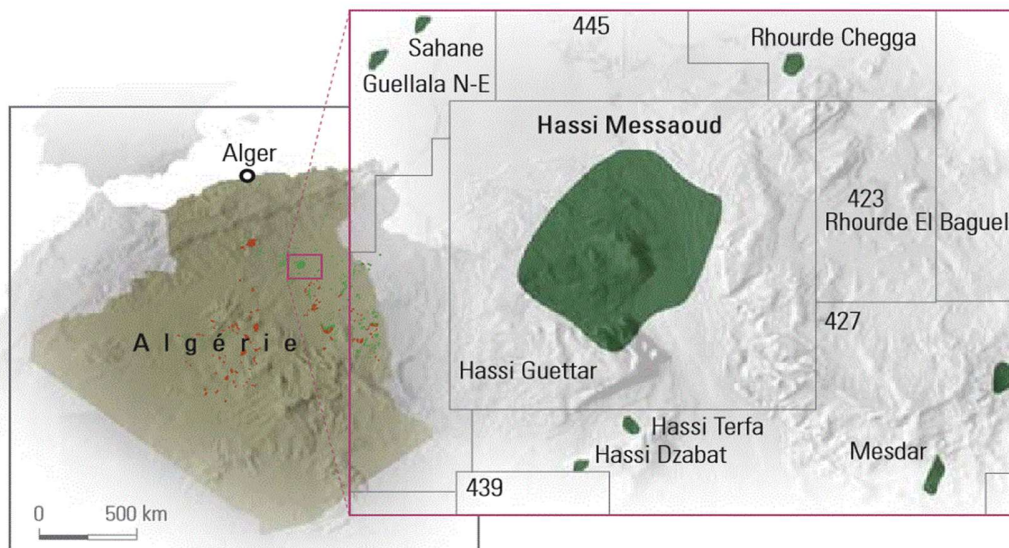


Figure0.3 : Situation géographique du gisement de Hassi Messaoud. [1]

Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

X= 790.000 à 840.000 Est. Y= 110.000 à 150.000 Nord.

En coordonnées géographique :

Au nord par latitude 32 15°. Au Sud par latitude 31 30°.

A l'ouest par la longitude 5 40°. A l'Est par la longitude 6 35°.

I.2.2 Cadre géologique :

La région de Hassi Messaoud est localisée dans la partie centrale du Sahara Algérien, connue pour ses puits productifs d'huile principalement dans les réservoirs Cambriens. Le champ super-géant de Hassi Messaoud est un large dôme de près de 1600 km². Les dépôts cambriens qui sont représentés par des grès et des quartzites sont les mieux connus et constituent d'importants réservoirs (Cambrien Ri, Ra). Le réservoir ordovicien (quartzites de Hamra), érodé sous la discordance hercynienne et constituant l'auréole de Hassi Messaoud, qui est un play pétrolier d'un grand potentiel. Il a fait récemment l'objet de nouvelles découvertes, dont HGA, HTF et HDZ. [1]

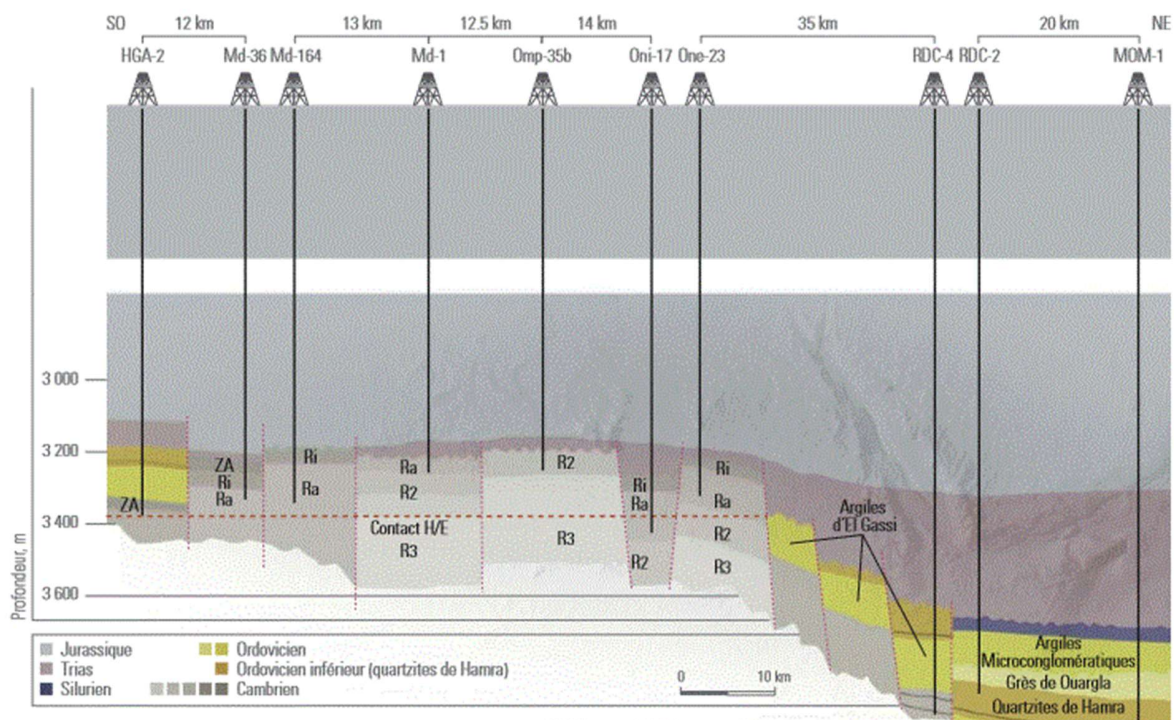


Figure0.4 : Coupe transversale schématique du champ d'huile de Hassi Messaoud. [1]

I.3 Productivité du champ et propriétés des réservoirs :

En 2005, environ 45 % de la production du champ de Hassi Messaoud provenait des puits non conventionnels, 27 % étaient produits par des puits horizontaux intercalaires, tandis que les puits verticaux repris produisaient 18 % en vue de récupérer de l'huile supplémentaire à partir de réservoirs de qualité médiocre et d'augmenter la production globale.

Du fait que le taux de production d'huile d'un puits dépend des caractéristiques de la formation et de la quantité de pression de soutirage exercée, la productivité des puits est plus fidèlement représentée par le facteur d'indice de productivité (IP). La pression de soutirage imposée résulte de conditions opérationnelles comme la pression en tête de puits. Le tableau suivant (tableau I.1) énumère les caractéristiques des réservoirs. [1]

Tableau 0.1 : Données moyennes de gisement pour le champ de Hassi Messaoud. [1]

Formation pétrolifère	Grès cambrien
Début de la production	1958
Production actuelle du champ	310000 barils/jour
Nombre total de puits	>1200
Profondeur moyenne	3200 m sous le niveau de la mer
Pression initiale du réservoir	450 kg/cm ²
Point de bulle	150 à 210 kg/cm ²
Épaisseur de réservoir	50 à 120 m
Porosité du réservoir	6 % à 12 %
Perméabilité de la matrice du réservoir	1 à 40 mD
Saturation en huile	80 %
Densité de l'huile	45° API
Rapport gaz/huile en solution	100 à 200 m ³ /m ³
Facteur volumétrique de fond initial de l'huile	1.7 v/v
Viscosité initiale de l'huile	0.25 cp

Sur la base de la communication en pression et de la caractérisation de réservoirs, le gisement est subdivisé en zones productives. (Fig. I.5)

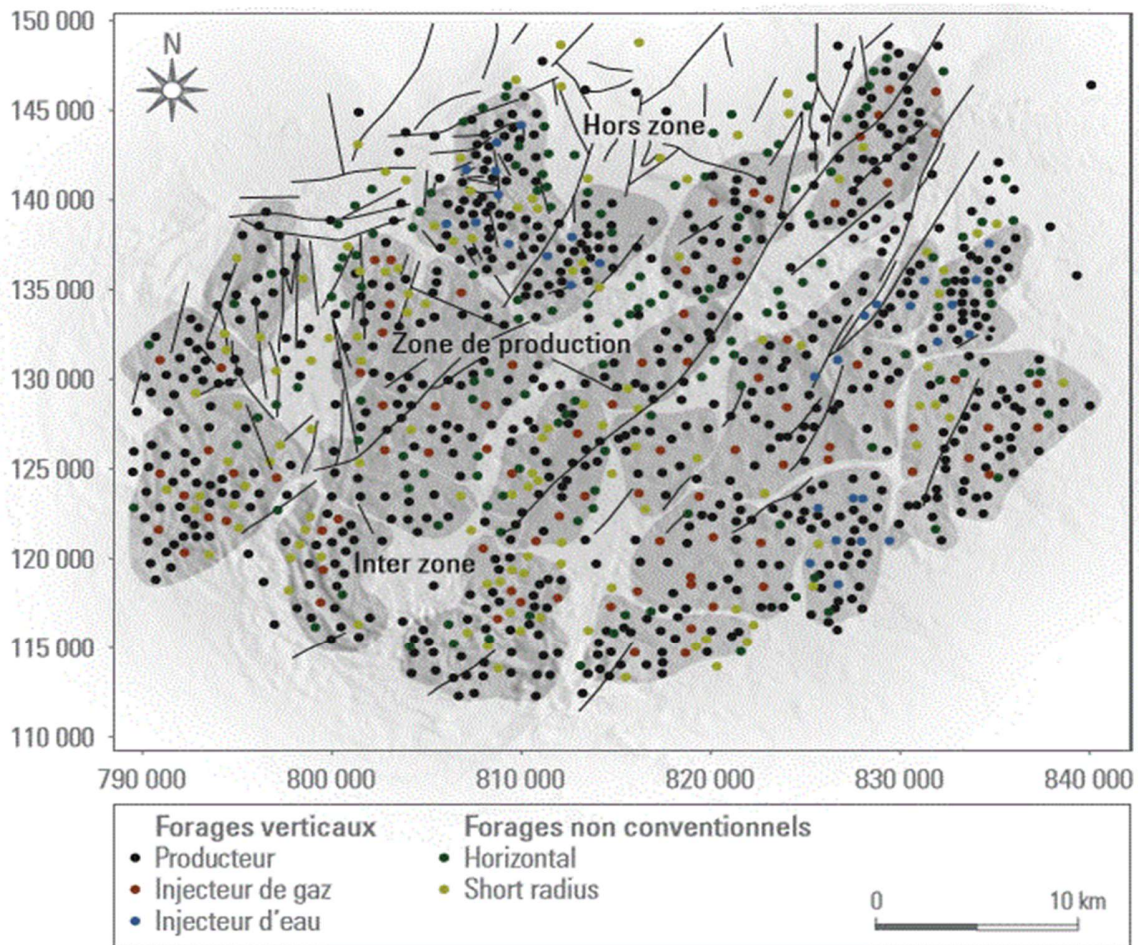


Figure0.5 : Subdivisions du gisement de Hassi Messaoud. [1]

I.4 Problèmes d'exploitations rencontrées au champ de Hassi Messaoud :

La production provenant des puits est sujette à de nombreux problèmes tels que les dépôts de sel, de particules fines et d'asphaltène. Des inhibiteurs sont régulièrement utilisés pour les sulfates de baryum et les asphaltènes.

Environ 50 puits font annuellement l'objet d'une acidification de la matrice pour remédier aux endommagements. Plus de 300 puits ont été fracturés hydrauliquement pour compenser une faible perméabilité, afin d'optimiser la production du puits. L'injection de gaz (gas-lift) est largement utilisée pour l'activation de la production sur la majeure partie du champ. [1]

I.5 Chute de la pression du gisement :

Suite au soutirage très important, la pression de gisement a atteint des valeurs ne permettant plus aux puits d'être éruptifs, d'où la nécessité à des méthodes d'activation.

La disponibilité du gaz rend le gas-lift la méthode la plus pratique dans le champ de Hassi Messaoud, mais récemment le gas-lift a beaucoup de problèmes principalement sont les suivants :

- ◆ Le gaz injecté n'est pas optimisé spécialement avec l'injection a travers le concentrique;
- ◆ Le problème de givrage ;
- ◆ Faible pression de réseau;
- ◆ Le freinage dans le réseau provoqué par l'excès de gaz;
- ◆ En terme gain en production le gaz lit est limité;
- ◆ Chute du niveau de liquide rend le gaz lift moins efficace.

Conclusion :

Dans le champ de Hassi Messaoud, la déplétion, l'injection et les variations de température au cours de l'exploitation peuvent conduire des variables contraintes dans le réservoir.

Des technologies ont été réalisées sur le champ comme l'utilisation des nouvelles méthodes d'activation, pour améliorer la gestion de réservoir par le développement et l'optimisation de la production.

CHAPITRE II :
GÉNÉRALITÉS SUR
L'ARTIFICIAL LIFT
ET L'ESP

Introduction :

Les méthodes d'artificial lift continuent d'être cruciales pour optimiser la production d'huile. En fait, selon la société des ingénieurs pétroliers, plus de 80% des puits de pétrole dans le monde sont exploités artificiellement. La plupart des puits auront besoin d'une certaine forme d'artificial lift, puisque la technologie accélère et remplace ensuite l'écoulement naturel du réservoir de puits. Les principaux types d'activation artificielle sont le gas-lift et les méthodes de pompage. [3]

Les méthodes d'artificial lift les plus couramment utilisées dans le monde sont les pompes électriques submersibles (ESP), les pompes à tiges (SRP), le gas-lift (GL), les pompes à cavités progressives (PCP) et les pompes hydrauliques (HP). « Bearden » a déclaré que l'ESP est la méthode la plus compétente et la plus cohérente d'artificial lift lorsqu'un volume d'huile doit être retiré du puits. [4]

II.1 Condition d'éruptivité d'un puits :

Un puits est éruptif si sa pression de fond (P_f) en production est inférieure à la pression de gisement (P_g). Il aura un débit d'autant plus important que la différence ($P_g - P_f$) est grande.

Deux autres paramètres sont fondamentaux :

- ◆ La perte de charge dans le tubing, qui est la somme des pertes de charges gravitaires, de frottement et d'accélération des fluides (P_c),
 - ◆ La pression en tête de puits nécessaire au fonctionnement de l'installation (P_s).
- $$(P_f = P_c + P_s)$$

Le puits étant éruptif, on fera décroître P_f en diminuant P_s par ouverture des vannes en tête de puits (la variation de P_c variant peu pour une production plus au moins stabilisée).

Quand P_s aura atteint sa valeur minimale, on doit faire appel à des méthodes de production artificielles pour diminuer P_c et donc P_f jusqu'à la valeur nécessaire pour amener le débit à la quantité voulue. Pour ce faire ce sont les pertes de charges gravitaires que l'on va diminuer. Les pertes gravitaires étant proportionnelles à ph . [5]

ρ : Masse volumique du fluide.

h : Hauteur du puits.

II.2 Artificial lift :

Au début de la production d'un puits la pression du réservoir est habituellement suffisante pour pousser les hydrocarbures jusqu'aux installations de surface. C'est une phase de production dite "naturelle" qui, suivant les caractéristiques du réservoir, peut durer de quelques à de nombreuses années. Malheureusement en expulsant les effluents vers la surface, le réservoir tend à se dépressuriser jusqu'à n'être plus capable de contrebalancer le poids de la colonne de liquide dans le puits. Il faut alors recourir à des moyens de production alternatifs, appelés moyens d'activation. Leur but peut être de maintenir le réservoir sous pression ou de tenter de diminuer le poids de la colonne liquide. [6]

II.2.1 Définition d'artificial lift :

Artificial lift ou activation artificielle est tout système qui ajoute de l'énergie à la colonne de fluide, dans le but d'amorcer et d'améliorer la production à partir du puits. Les systèmes d'activation artificielle utilisent une gamme de principes de fonctionnement, y compris le Rod pumping, le gas-lift et les pompes électriques submersibles. [7]

II.2.2 Les méthodes d'artificial lift :

Les méthodes d'activation se divisent en deux groupes, ceux qui utilisent des pompes et ceux qui utilisent de gaz. (Fig. II.1) [7]

L'activation par pompage revient virtuellement à diminuer la hauteur h tandis que le gas-lift réduit la masse volumique équivalente du fluide. [5]

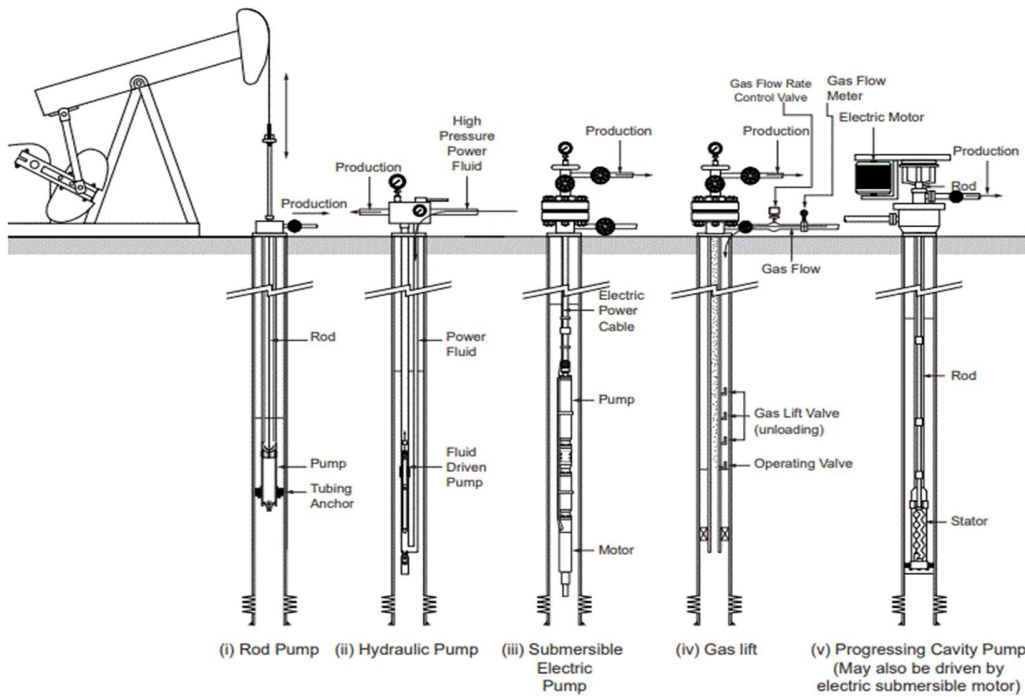


Figure II.6 : Les différentes méthodes d'activation.

II.2.2.1 Le pompage :

Dans le tubing, et au moins à une profondeur telle que le fluide puisse y arriver de lui-même, on place un pompe qui fournit au fluide refoulé l'énergie nécessaire à la poursuite de son chemin vers la tête de puits et le centre de traitement. [8]

On distingue plusieurs techniques de pompage :

1) Le pompage aux tiges (beam pumping / sucker rod pumping / rod lift - S.R.P) :

C'est le type de pompage le plus ancien. Une pompe chasse le fluide qui est dans le tubing vers la surface. Elle consiste en un corps de pompe (ou cylindre) suspendu au tubing, à sa base se trouve un clapet à bille, le clapet de pied (ou clapet fixe), tandis qu'un deuxième clapet à bille, le clapet mobile, se trouve à l'intérieur du piston, le piston est actionné de haut en bas et réciproquement dans le corps de pompe par un train de tiges de pompage formé de tiges d'acier vissées les unes au bout des autres et rattaché en surface, après avoir traversé le presse-étoupe de la tête de puits grâce à une tige polie, à l'unité de pompage. En surface, l'unité de pompage fournit grâce à un moteur et un système bielle-manivelle, le mouvement de va-et-vient au train de tiges de pompage et donc à la pompe. (Fig. II.2) [8]

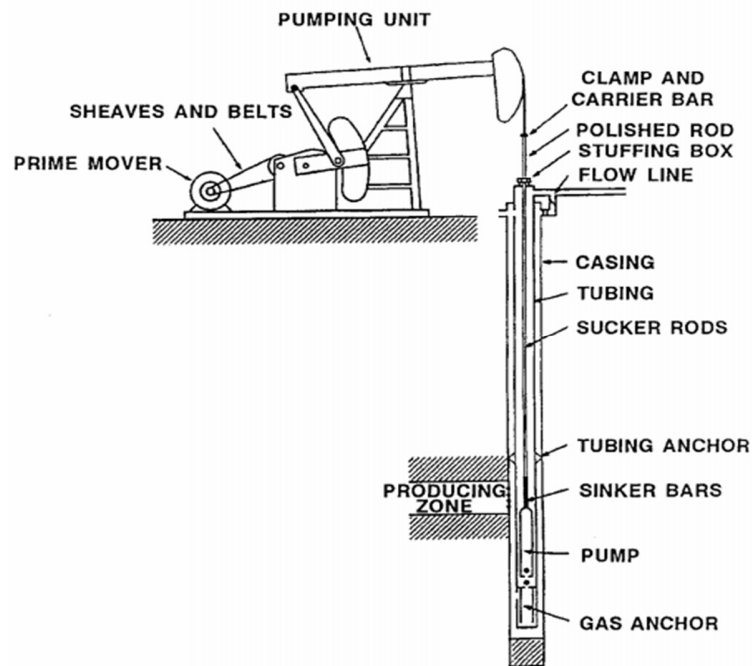


Figure0.7 : L'unité de surface et les équipements de fond de la pompe aux tiges. [10]

a. Les avantages :

- Haute efficacité du système;
- Contrôles d'optimisation disponibles;
- Économique à réparer et à entretenir;
- Déplacement positif / fort drawdown;
- Les matériaux mis à niveau peuvent réduire les problèmes de corrosion;
- Valeur de récupération élevée pour l'unité de surface et l'équipement de fond. [7]

b. L'inconvénient :

Limitée à des volumes de production relativement faibles, soit moins de 1 000 barils par jour. [7]

2) Les pompes à cavités progressant (Progressive cavity pumping - PCP) :

Une pompe à cavité progressive est une pompe volumétrique, elle est considérée comme l'une des méthodes d'activation. Il s'agit d'une pompe à vis qui fournit une force pour les fluides de se déplacer à travers la pompe. Une pompe PCP est faite de stator et de rotor.

Le stator se trouve au bas de la chaîne de production et il est fait de caoutchouc naturel ou synthétique, tels que les « élastomères » ou les « fairoélastomers », selon l'application. Le rotor est en forme d'hélice et fabriqué d'acier inoxydable, d'acier inoxydable revêtu dur ou d'acier au carbone revêtu dur. Le rotor est relié à la tige de pompage qui fournit des forces de rotation aux pales à l'intérieur de la pompe et crée une force en déplaçant les cavités. Ce fonctionnement fournit une force pour que le fluide se déplace vers la surface. La chaîne de tiges de pompage est entraînée par un système d'entraînement de surface, composé d'un moteur électrique, d'une transmission et d'un système de courroie. (Fig. II.3) [9]

Il y a des pompes PCP que l'on appelle des systèmes de pompage à cavité submersible électrique progressifs, qui sont alimentés par un moteur ESP. Mais ces systèmes nécessitent des installations de surface plus complexes et affectent la conception de la complétion, ce qui peut donc augmenter les coûts de façon déraisonnable. Les pompes à PCP sont limitées à la production de moins de 5000 barils/jour et sont largement utilisées dans la production de pétrole lourd et de pétrole brut à forte teneur en sable. [9]

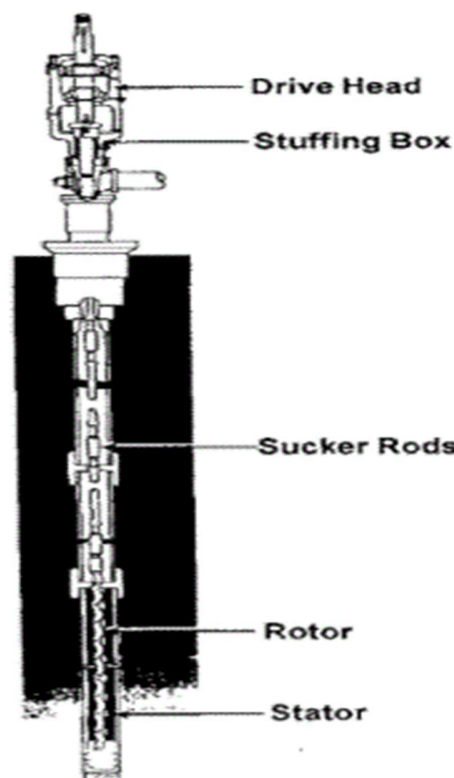


Figure0.8 : Système de pompage de cavités progressives. [10]

a. Les avantages :

- Haute efficacité du système;
- Faible consommation d'énergie;
- Pomper les huiles et les eaux avec des solides;
- Pomper les huiles lourdes;
- Pas de soupapes internes pour boucher ou verrouiller le gaz;
- Fonctionnement silencieux;
- Installation simple et coûts de maintenance minimales;
- Équipement de surface léger et portable. [7]

b. L'inconvénient :

Capacité d'activation limitée (environ 7 000 ft maximum). [7]

3) Le pompage hydraulique :

Il existe deux types de pompes hydrauliques, une pompe à piston et une pompe à jet, la pompe à piston est une pompe de surface permet d'envoyer, par un tubing d'alimentation, l'huile motrice dans un moteur à piston double effet situé au fond du puits, un tiroir permet d'envoyer cette huile alternativement dans la chambre supérieure ou inférieure du cylindre du moteur. Le piston moteur est couplé au piston double effet de la pompe. Le fluide moteur et l'effluent produit remontent généralement ensemble par un même tubing de production (concentrique au tubing d'alimentation) ou éventuellement par des conduits séparés. Quand le fluide moteur et l'effluent produit sont mélangés à la remontée, on prélève une partie de l'huile dans le bac de stockage pour la réinjecter dans le circuit moteur. (Fig. II.4) [8]

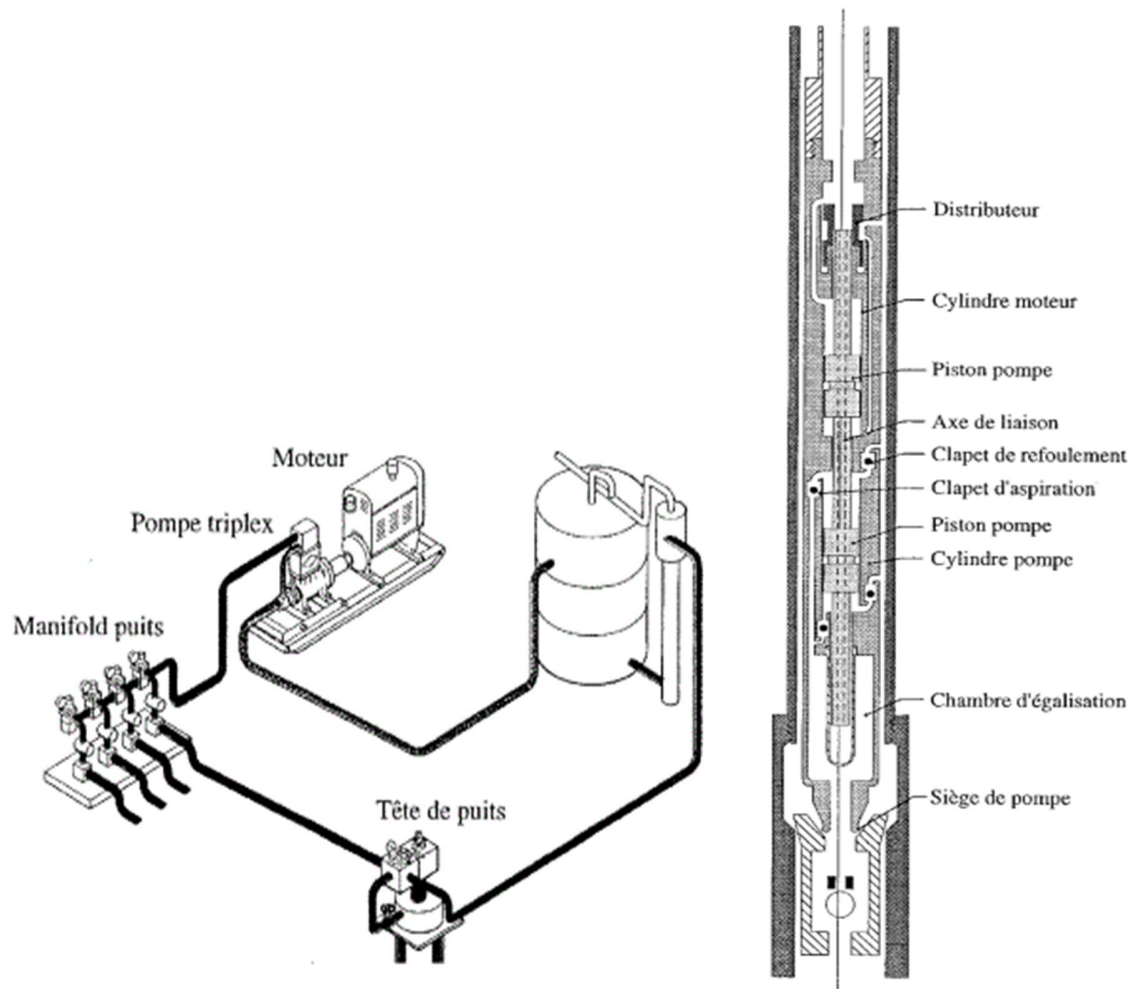


Figure0.9 : L'unité de surface et les équipements de fond de la pompe à piston. [8]

Le principe de la pompe à jet est similaire à un moteur à réaction ou un nettoyeur haut pression. Le fluide sous pression est injecté dans la pompe à travers une petite buse ou le fluide de puissance devient fluide sous haute pression et à haute vitesse, il se mélangera avec le fluide du réservoir. Sous haute pression, le mélange remonterait à la surface. Les pompes à jet sont utilisées plus fréquemment que les pompes à piston. (Fig. II.5) [9]

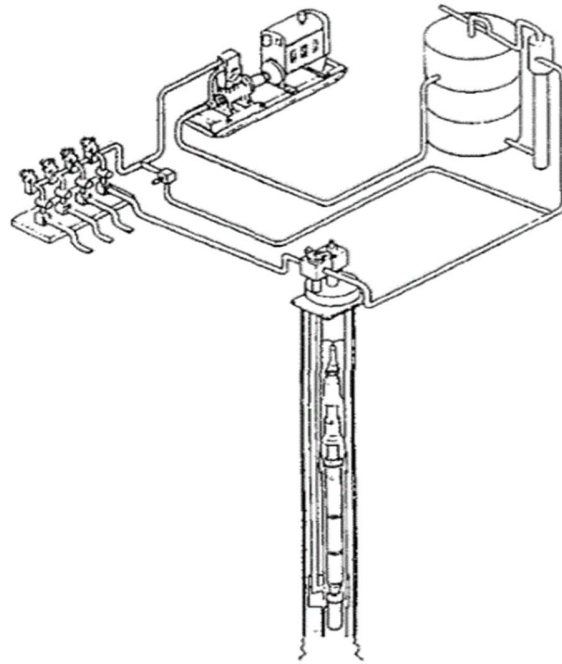


Figure0.10 : L'unité de surface et les équipements de fond de la pompe à jet. [10]

a. Les avantages :

↪ Jet lift

- Pas de pièces mobiles;
- Capacité à volume élevé;
- Pompe « libre »;
- Production multipoints à partir d'un seul paquet;
- Faible maintenance de la pompe. [7]

↪ Piston lift

- « Gratuit » ou wire-line récupérable;
- Déplacement positif;
- Rendement volumétrique élevé à double effet;
- Bonne profondeur;
- Capacité de volume (+15000 ft). [7]

b. Les inconvénient :

- Complexe à exploiter;
- Seulement économique lorsqu'il y a plusieurs puits ensemble sur une plateforme;
- S'il y a un problème avec le système de surface ou le moteur principal, tous les puits sont hors production. [7]

4) Les pompes électriques submersibles (Electrical Submersible Pump - ESP) :

Les pompes submersibles électriques sont l'un des moyens les plus efficaces pour soulever les fluides à la surface. Comme son nom l'indique, il est immergé dans les fluides du réservoir et pousse le fluide à la surface. Une pompe ESP peut être conçue pour traiter des fluides allant jusqu'à 60000 barils/jour et couvrir diverses conditions de puits et profils de production, généralement une solution à faible coût pour des volumes élevés de brut. Normalement, la pompe ESP est installée près des zones de perforation, dans la chaîne de tubes de production. Le principe de fonctionnement de la pompe ESP est très similaire à toute autre pompe - une pompe centrifuge à plusieurs étages entraînée par un moteur électrique, fournit une rotation à grande vitesse des roues qui à leur tour créent des forces centrifuges pour soulever les fluides vers le haut. Bien que le pompage Rod/Beam soit la méthode la plus utilisée, les systèmes ESP sont la technologie qui croît le plus rapidement en ce qui concerne les taux de pénétration. L'application de l'ESP est largement utilisée dans les réservoirs à faible teneur en carbonate, les champs de sable peu profonds, les puits fortement déviés et capable de fonctionner dans un large éventail de taux de production et de profondeur. Les systèmes ESP peuvent être utilisés en combinaison avec la technologie gas-lift (si le gaz est disponible) pour fournir une redondance. Les technologies modernes permettent d'utiliser sans plate-forme. (Fig. II.6) [9]

Les systèmes ESP sont très sensibles aux défaillances causées par :

- ↘ Sable;
- ↘ Crampon électrique;
- ↘ Fréquent marche/arrêt des pompes/moteurs.

En moyenne, les pompes ESP ont des taux de défaillance plus élevés, suivies des moteurs et des câbles. [9]

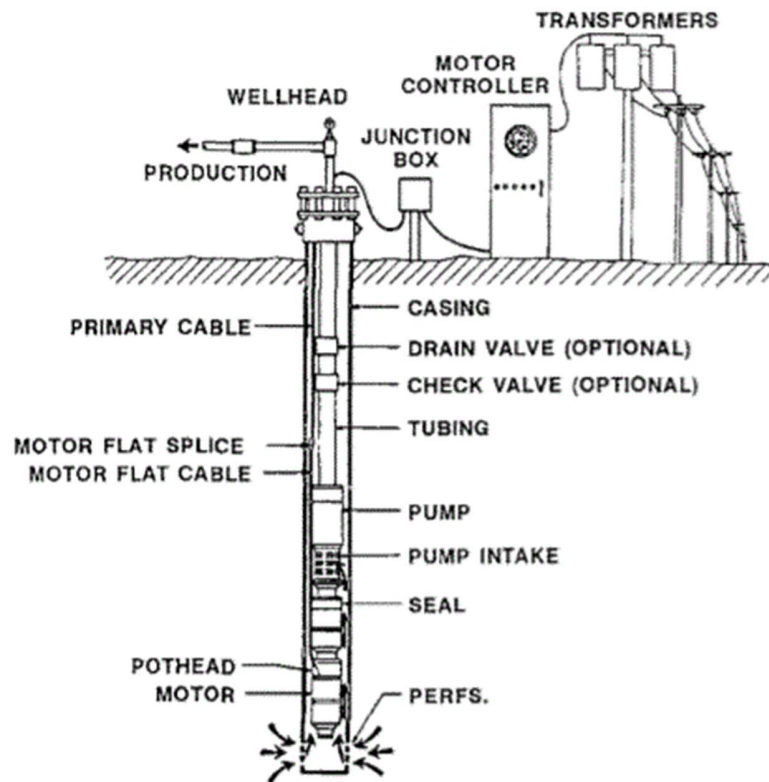


Figure0.11 : La pompe électrique submersible. [10]

a. Les avantages :

- Grande capacité de volume et de profondeur;
- Haute efficacité;
- Faible maintenance;
- Exigences minimales en matière d'équipement de surface;
- Résistance élevée aux environnements de fond corrosifs;
- Utilisation dans les puits déviés et les puits verticaux dog legs;
- Adaptable aux puits à 4 1/2" casing ou plus. [7]

b. L'inconvénient :

Faible capacité à pomper le sable. [7]

II.2.2.2 Le gas-lift :

1) Définition et principe du gas-lift :

Le gas-lift est une technique de production permettant la mise en production d'un puits non ou insuffisamment éruptif, par diminution de la contre-pression hydrostatique entre le fond et la surface, diminution réalisée par injection de gaz d'appoint au bas de la colonne de production. [11]

2) Types de gas-lift :

a. En fonction du mode d'injection :

Le gas-lift est réalisé par injection de gaz soit continue, soit intermittente.

- ◆ **Gas-lift continu** : une injection continue de gaz naturel, à pression et débit déterminés, à la base de la colonne de production allège le poids volumique du fluide dans celle-ci et permet au mélange ainsi constitué de remonter en surface, le puits étant ainsi redevenu éruptif. (Fig. II.7) [11]
- ◆ **Gas-lift intermittent** : une injection intermittente et à fort débit d'un volume déterminé de gaz sous pression dans la partie basse de la colonne de production de façon à chasser vers le haut le volume de liquide qu'elle contient. La pression sur la couche diminuant, celle-ci se met à redébiter et le liquide qui s'accumule au dessus du point d'injection sera chassé de la même façon et ainsi de suite. (Fig. II.7) [11]

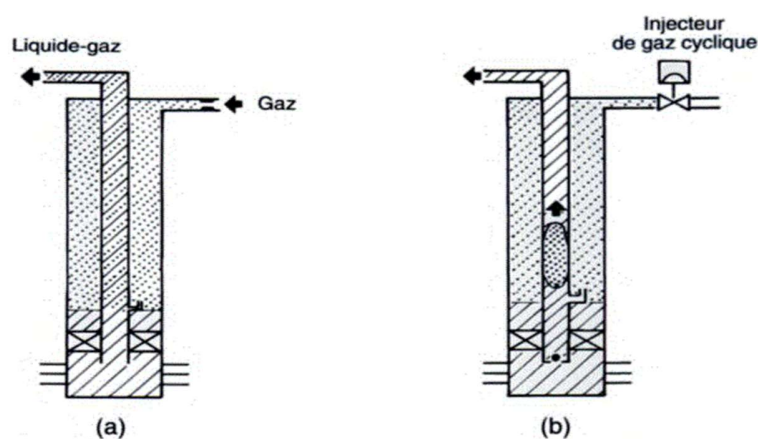


Figure0.12 : Types de gas-lift.

a. Gas lift continu. b. Gas lift intermittent. [11]

b. En fonction du circuit d'injection en surface :

Le gaz utilisé provient soit du GOR de formation (Gas Oil Ratio : rapport gaz/huile) du gisement d'huile considéré, soit de puits à gaz disponibles dans le voisinage. [11]

Deux circuits d'injection peuvent alors être utilisés :

↪ Gas-lift en circuit fermé;

↪ Gas-lift en circuit ouvert.

◆ **Circuit fermé** : le gaz qui a servi au gas-lift est récupéré à la sortie des séparateurs. Après passage par des phases de traitement (dégazolinage, déshydratation, adoucissement éventuels), il est recomprimé par une batterie de compresseurs et réinjecté dans les puits. [11]

◆ **Circuit ouvert** : du gaz traité provenant d'un gisement de gaz est utilisé pour le gas-lift. Après utilisation, ce gaz est brûlé à la torche ou commercialisé. [11]

c. En fonction du type de complétion :

Le gas-lift peut être utilisé en complétion simple comme en complétion multiple et les productions des puits peuvent être :

↪ Soit directes : injection par casing, production par tubing;

↪ Soit inverses : injection par tubing, production par casing.

D'autre part, l'utilisation de macaronis permet entre autres de réaliser du gas-lift par complétion concentrique. [11]

3) Le système de gas-lift :

Le système de gas-lift se compose de :

◆ Vanne de fond de trou;

◆ Mandrin;

◆ Section de contrôle en surface;

◆ Compression et tuyauterie de gaz. [9]



Figure0.13 : Vanne de gas-lift. [8]

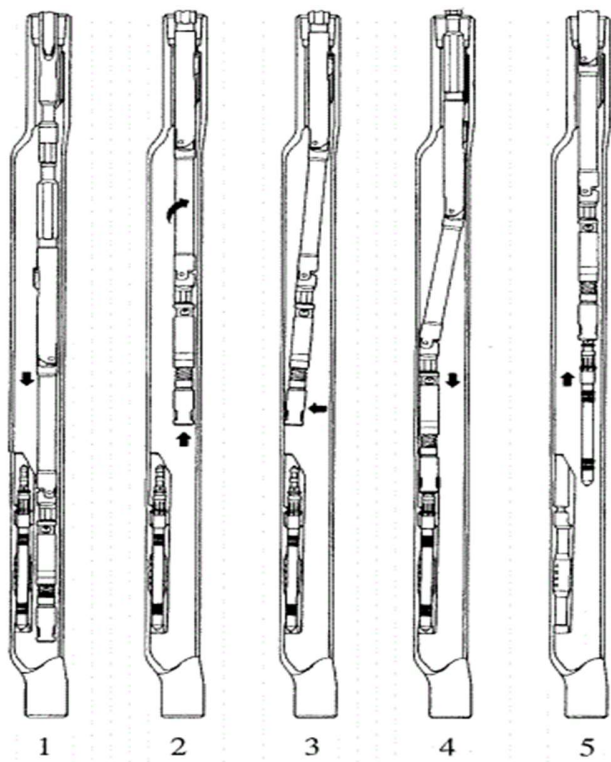


Figure0.14 : Mandrin à poche latérale. [8]



Figure0.15 : Mandrin conventionnel. [8]

La méthode de gas-lift est largement utilisée dans les champs pétroliers. Les vannes de gas-lift sont installées sur un mandrin (poche conventionnelle ou latérale) qui est installé dans le tubing de production. Avec le mandrin conventionnel, le tubing doit être retiré afin de changer la soupape de gas-lift, tandis qu'avec le mandrin à poche latérale, la soupape de gas-lift peut être récupérée et installée à l'aide d'une unité de wire-line, ce qui la rend beaucoup plus rentable que le mandrin conventionnel. Les soupapes de gas-lift sont activées hydrauliquement (fluides) ou assistées par pression, afin d'ouvrir et de fermer la soupape. [9]

4) Les avantages et les inconvénients :

a. Les avantages :

- Gas-Lift est un procédé d'artificial lift qui ressemble de près au processus d'écoulement naturel et fonctionne essentiellement comme une amélioration ou une extension de ce processus. La seule exigence majeure est un approvisionnement disponible et économique en gaz sous pression. [7]

b. Les inconvénients :

- Impossible si aucune source de gaz n'est présente;
- Coût initial d'achat d'immobilisations élevé;
- Entretien intensif;
- Difficile à utiliser. [7]

II.2.3 Sélection et comparaison entre les méthodes d'artificial lift :

Des nombreux facteurs contribuent au choix d'un système d'activation :

- ◆ Les caractéristiques de production;
- ◆ les propriétés du fluide;
- ◆ les caractéristiques du puits et du réservoir;
- ◆ sources de récupération à long terme;
- ◆ problèmes d'exploitation et des opérations;
- ◆ type de complétion;
- ◆ la disponibilité du service et les facteurs économiques. [4]

Les coûts d'exploitation ont un grand rôle dans le choix des systèmes artificiels, mais bien la productivité est considérée comme le facteur le plus important. Le tableau suivant (tableau II.1) illustre la sélection d'un système artificiel basé sur la production de puits. [4]

Tableau II.2 : Conditions de productivité pour choisir la méthode d'artificial lift. [4]

Production du puits (bbl/jour)	Méthode d'artificial lift
>20,000	ESP et Gas-lift
2,000 - 10,000	N'importe quelle méthode appart les pompes aux tiges (Sucker Rod Pumping)
100 - 1,000	N'importe quelle méthode
<100	N'importe quelle méthode appart ESP

Parfois, la sélection d'une méthode artificielle dépend de condition du puits. Par exemple, les puits produisant des fluides visqueux nécessitent gas-lift ou pompe hydraulique. De plus, les puits qui ont des venus de sable peuvent avoir un système de gas-lift comme une méthode d'activation. Le tableau suivant (tableau II.2) explique les problèmes courants affectant la sélection des méthodes d'artificial lift. [4]

Tableau II.3 : Problèmes courants affectant le choix de la méthode d'artificial lift. [4]

Problème	Type de méthode d'artificial lift			
	Pompe aux tiges	Pompe Hydraulique	ESP	Gas-Lift
Sable	Moyen	Moyen	Moyen	Excellent
Paraffine	Faible	Bien	Bien	Faible
GOR élevé	Faible	Faible	Faible	Excellent
Crooked hole	Faible	Bien	Moyen	Bien
Corrosion	Bien	Bien	Moyen	Moyen
Volume élevé	Faible	Bien	Excellent	Bien
Profondeur	Moyen	Excellent	Moyen	Bien
Design simple	Oui	Non	Oui	Non
Diamètre de casing	Moyen	Moyen	Bien	Bien
Flexibilité	Moyen	Excellent	Faible	Bien
Dépôts	Bien	Moyen	Faible	Moyen

Le tableau suivant (tableau II.3) résume la comparaison entre tous les méthodes d'activation, ce tableau peut être utilisé comme un facteur préliminaire pour savoir les capacités et les détails pour quelques opérations.

Tableau II.4 : Comparaison entre les méthodes d'artificial lift. [10]

	Pompe aux tiges (SRP)	Pompe à cavités progressant (PCP)	ESP	Pompe hydraulique à jet	Gas-lift
Cout Capitale	Bas à moyen. Augmente avec la profondeur et le dimensionnement de l'unité.	Bas, mais augmente avec la profondeur et le débit de la pompe.	Relativement bas si l'énergie électricité est disponible.	Compétitive avec Rod pump. Augmente avec la puissance de moteur.	Bas cout pour les équipements. Élevé pour la compression.
Les équipements de fond	Bon design.	Bon design.	Nécessite un câble électrique.	Nécessite un programme software pour le design.	Bon design.
Efficacité	Excellente.	Excellente.	Bonne pour les puits à grand débit, diminue où $Q < 6 \text{ m}^3/\text{h}$.	Moyenne à faible. Pour idéal est 30%.	Moyenne. Diminue avec la quantité de gaz nécessaire.
Flexibilité du système	Excellente.	Moyenne. Le cout augmente avec le changement	Faible pour une vitesse constante. Nécessite un VSD pour augmenter la flexibilité.	Bonne à excellente Contrôle en débit de fluide injecté et sa pression.	Excellente.

Cout de fonctionnement	Bas pour les puits moins profond et faible débit de production.	Potentiellement bas. Mais durée de vie courte pour le stator et rotor.	Varie. Si HP élevé, cout d'énergie élevé. Cout élevé pour son changement et sa réparation.	Cout d'énergie électrique élevé à cause de HP. Cout de maintenance bas pour la maintenance.	Cout des équipements bas. Cout varie avec le cout de maintenance et de carburant consommé.
Fiabilité du système	Excellente.	Bonne.	Varie. Excellent pour le cas idéal. Très sensible à température et au mal fonction électrique.	Bonne. Il faut éviter le fonctionnement dans la palette de cavitation de la pompe.	Excellente si le système de compression est convenablement désigné.
Usage	Excellent.	Limité aux puits relativement moins profond.	Excellent système d'activation pour les débits élevés.	Bon pour les volumes élevés, profondeur moyen, température élevée, milieu corrosif, GOR élevé et présence de sable.	Bon, flexible, débits élevé pour les puits à pression de fond élevée.
Limitation de la	Bon. 4800 m max, profondeur (30 m-	Faible. Typique (600-1300 m),	Limité au HP du moteur et température Profondeur pratique est	Excellent. TVD Typique (1500-3000m),	Contrôlé par le système d'injection.

profondeur	3300 m).	max 1800 m.	3000 m. TVD pratique (100-3000 m) TVD max : 4500 m.	TVD max : 5500 m.	
Capacité à gaz	Bonne.	Faible.	Faible, nécessite un séparateur s'il n'ya pas de solides.	Faible, excepte jet pump qui peut le traiter.	Excellent. Gaz produit diminue le débit injecté.
Limitation de température	Excellente. Utilisé couramment dans 280 c°.	Max 120 c°.	Limité à 120 c°, moteur spécial à 200 c°, câble du 37 à 135 c°.	Excellente 37 à 120 c°, peut fonctionner dans des températures varie à 260-310 c°.	Excellent. 37 à 120 c°. max : 200 c°.
Capacité au grand volume	Moyenne. Limité au puits moins profond (26 m3/h à partir de 300 m, 6 m3/h à partir de 1500 m).	Faible. 13 m3/h possible à partir de 600 m, 1,3 m3/h entre 1500 m et 1300 m.	Excellente. Dans un casing de 5.5'' peut produire 26 m3/h depuis 1200 m avec 240 HP. Débit typique du 1.3 à 130 m3/h.	Excellent. Jusqu'à 100 m3/h.	Excellent.

II.3 La pompe électrique submersible (ESP) :

La pompe électrique submersible (ESP) dans l'industrie pétrolière et gazière est une pompe centrifuge à plusieurs étages utilisée pour soulever des volumes modérés ou élevés de fluides des puits. En d'autres termes, l'ESP est l'une des méthodes d'artificial lift qui utilise une pompe de fond pour fournir un levage supplémentaire aux fluides à l'intérieur du puits et améliorer ainsi la production d'hydrocarbures. L'alimentation électrique est fournie par des câbles à partir de la surface pour faire fonctionner les pompes de fond (ESP). [12]

II.3.1 Le pompage centrifuge immergé :

Une pompe centrifuge est une machine qui déplace le fluide en le faisant tourner avec un rotor tournant dans un diffuseur qui a une entrée centrale et une sortie tangentielle. Le passage du fluide est une spirale croissante de l'entrée au centre à la sortie tangente au diffuseur. La pression (tête) se développe contre la paroi intérieure du diffuseur parce que la paroi incurvée force le fluide à se déplacer dans un chemin circulaire par conséquent que par la conversion de la vitesse tête à la tête de pression. La pompe centrifuge est une pompe à plusieurs étages en contenant un nombre sélectionné des rotors équipés avec les aubes, à l'intérieur d'un diffuseur localisé en série sur un arbre axial entraîné par un moteur électrique. [13]

II.3.2 Les composants d'un système ESP :

L'ESP est une unité composée de pompe centrifuge, protecteur « intake » moteur et autres accessoires tous attachés ensemble. Cette unité est immergée dans des puits pour produire du pétrole. [13]

II.3.2.1 Les équipements de fond :

1) La pompe :

Les pompes submersibles utilisées dans les installations ESP sont des pompes centrifuges à plusieurs étages fonctionnant en position verticale.

Bien que leur construction et les caractéristiques opérationnelles aient connu une évolution continue au fil des ans, leur principe opérationnel de base est resté le même. Les liquides produits, après avoir été soumis à de grandes forces centrifuges causées par la vitesse de rotation

élevée du rotor (impulseur), perdent leur énergie cinétique dans le diffuseur où l'énergie cinétique est convertie en énergie de pression. [14]

a. Les composants :

La pompe ESP est composée des éléments représentés ci-dessous dans la figure (II.11) :

- ◆ Rotor (Impeller);
- ◆ Diffuseur (Diffuser);
- ◆ Les étages (Pump Stage);
- ◆ Arbre (Shaft);
- ◆ La prise (Intake).

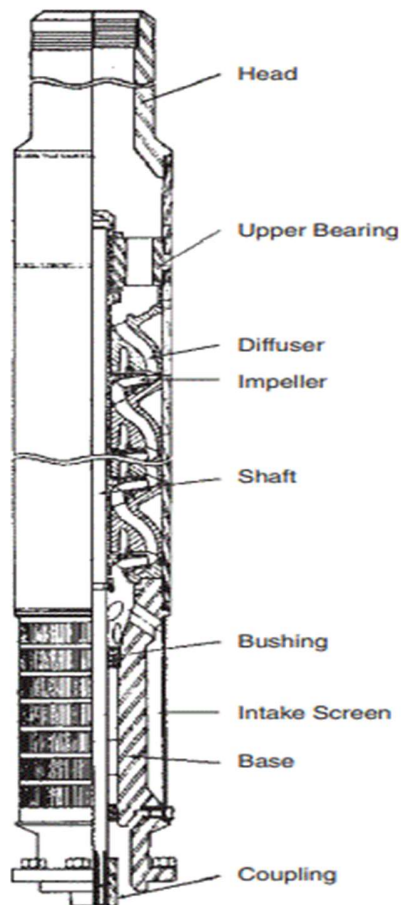


Figure0.16 : Les parties principales d'une pompe ESP. [14]

1. Le rotor (Impeller) :

Une pompe centrifuge crée une pression par la rotation d'une série de palettes dans le rotor. Le mouvement du rotor forme un vide partiel à l'extrémité d'aspiration du rotor. Le travail du rotor est de transférer l'énergie par rotation au liquide qui le traverse, augmentant ainsi l'énergie cinétique. [13]

2. Le diffuseur (Diffuser) :

La section diffuseur convertit alors l'énergie cinétique en énergie potentielle, augmentant la pression du fluide. De là, la rotation de rotor à grande vitesse jette le liquide dans le diffuseur. [13]

3. Les étages (Pump Stage) :

Chaque étage se compose d'un rotor (impulser) et d'un diffuseur. Le nombre d'étages détermine la tête développée, et est également le facteur pour l'exigence de puissance. [13]

4. L'arbre (Shaft) :

L'arbre de la pompe est connecté au moteur (à travers le séparateur du gaz et le protecteur), et tourné au tr/min du moteur. [13]

5. La prise (Intake) :

La prise est l'entrée de l'huile dans la corde afin d'être soulevée par la pompe à la surface (fonctionnement standard). Efficacité de séparation : 0-20 %. Dans certaines applications, il peut y avoir du gaz produit avec le pétrole et les liquides. [13]

2) Le séparateur de gaz :

Un séparateur de gaz avec quelques caractéristiques spéciales conçues pour empêcher le gaz libre d'entrer dans la pompe. La conception originale du séparateur de gaz était fondée sur l'augmentation de la séparation des gaz en forçant l'écoulement du fluide à s'inverser dans le puits. C'est là que le nom de ce type de séparateur de gaz vient, « RESERVE FLOW ». [13]

a. Les composants :

Le séparateur de gaz comprend généralement les composants suivants (Fig. II.12) :

- ◆ Gas Vent Port;

- ◆ Guide Vane;
- ◆ Inducer or High Angle Vane Auger (HAVA);
- ◆ Chambre de séparation;
- ◆ Intake;
- ◆ Arbre (Shaft).

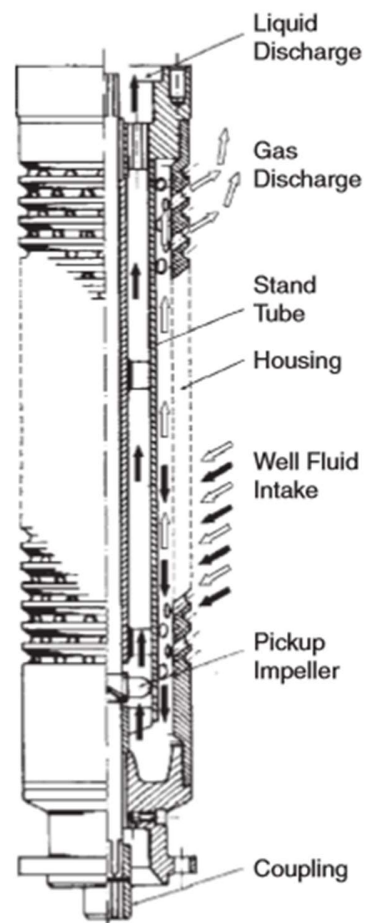


Figure0.17 : Construction d'un séparateur de gaz. [14]

3) Le moteur :

Il est simple dans la construction, robuste et fiable. [13]

a. Les composants :

Le moteur est essentiellement composé de deux parties (Fig. II.13) :

◆ Stator (pièce fixe) :

Le stator est composé de :

- ↪ Housing;
- ↪ Laminations;
- ↪ Windings.

◆ Rotor (partie rotative) :

Le rotor est un dispositif qui tourne à l'intérieur du noyau du stator et qui est relié à l'arbre.

Le rotor est composé de :

- ↪ Laminages du rotor plus petits en diamètre par rapport aux laminages du stator;
- ↪ Barres en cuivre avec embouts en cuivre. [13]

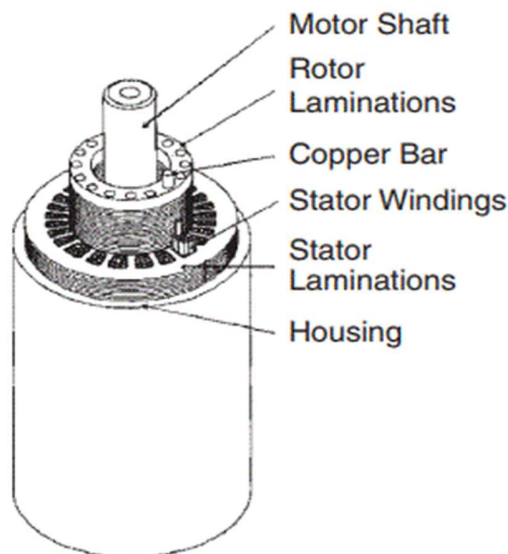


Figure0.18 : Construction du stator et du rotor d'un moteur ESP. [14]

4) Le protecteur :

Le protecteur sert un maillon vital dans l'ensemble, s'il n'est pas correctement appliqué, peut réduire la durée de vie totale de l'équipement. Il y a plusieurs fonctions d'un protecteur, on

doit considérer chacun dans la conception globale et le processus d'application pour sélectionner la bonne unité. [13]

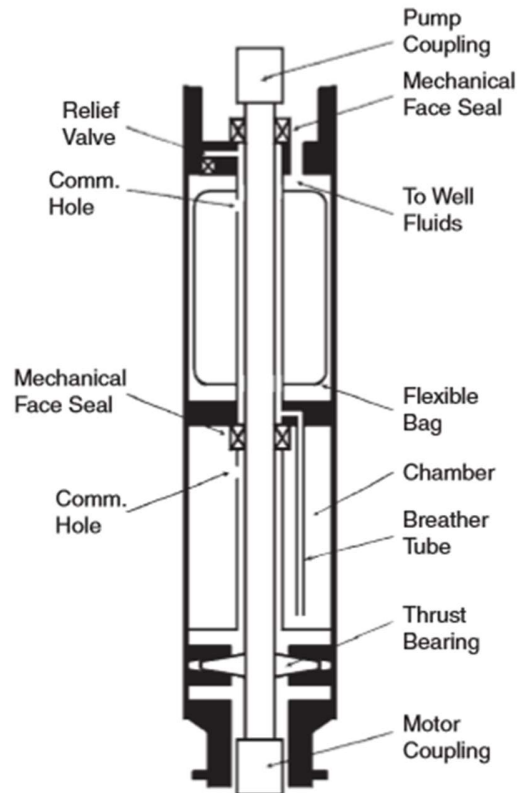


Figure0.19 : Schéma d'un protecteur ESP. [14]

a. Les fonctions de protecteur :

Le protecteur a de nombreuses fonctions :

- ◆ Empêcher le liquide de pénétrer dans le moteur;
- ◆ Supporter « Thrust » développée dans la pompe;
- ◆ Coupler le couple développé dans le moteur;
- ◆ Agir comme un réservoir d'huile pour le moteur;
- ◆ Égaliser la pression entre le moteur et le trou.

L'une des principales fonctions du protecteur est de garder les fluides du puits hors du moteur. [13]

5) Le câble électrique :

L'alimentation électrique de la surface est transmise au moteur ESP par un câble électrique triphasé spécial reliant la surface à la connexion du moteur. [14]

Les câbles ESP fonctionnent dans des conditions extrêmement difficiles et doivent satisfaire aux exigences importantes suivantes :

- ◆ Ils doivent être de petit diamètre afin de pouvoir s'insérer dans l'annulaire le long du puits;
- ◆ Ils doivent maintenir leurs propriétés diélectriques dans des conditions de puits difficiles telles que :
 - ↳ températures élevées;
 - ↳ environnements fluides agressifs;
 - ↳ la présence d'hydrocarbures et/ou d'autres gaz.
- ◆ Ils doivent être bien protégés contre les dommages mécaniques survenant pendant le fonctionnement et la traction ainsi que les opérations normales. [14]

a. Matériaux des câbles :

Les câbles d'alimentation ESP sont des structures complexes comportant les éléments structurels suivants :

- ◆ Les trois conducteurs métalliques transportant le courant alternatif;
- ◆ L'isolation individuelle de chaque conducteur empêchant les courts-circuits et les courants de fuite entre les conducteurs;
- ◆ La gaine, le couvercle de protection des trois conducteurs qui fournit la résistance structurelle et la protection mécanique du câble et empêche le contact des isolants avec l'environnement de fond;
- ◆ Revêtements supplémentaires au-dessus de l'isolant offrant une résistance et une protection supplémentaires aux composants des câbles;

- ◆ Une armure métallique (en option) offrant une protection mécanique accrue pendant les opérations de course et de traction et réduisant le gonflement (dû au contact avec les fluides du puits) des matériaux isolants sous-jacents. [14]

b. Construction de câble :

Les câbles ESP sont disponibles en deux configurations : ronde ou plate. [14]

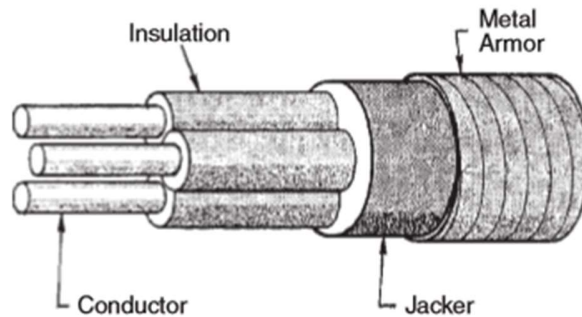


Figure0.20 : Construction d'un câble ESP rond. [14]

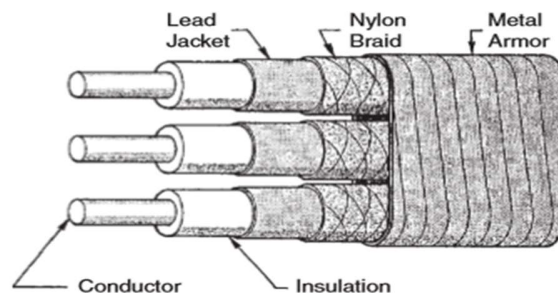


Figure0.21 : Construction d'un câble ESP plat. [14]

II.3.2.2 Les équipements de surface :

1) Variable speed drive (VSD) :

Un variateur de vitesse (VSD) est un dispositif électronique qui synthétise une alimentation triphasée à tension variable, et à fréquence variable pour les moteurs asynchrones. [13]

2) La tête de puits (Wellhead) :

Pour les installations de système ESP, des têtes de puits spéciaux sont utilisés pour supporter le poids des équipements de fond et de maintenir le contrôle de l'annulaire. Ils doivent fournir un joint d'étanchéité non seulement autour du tubing, mais aussi autour du câble. [14]

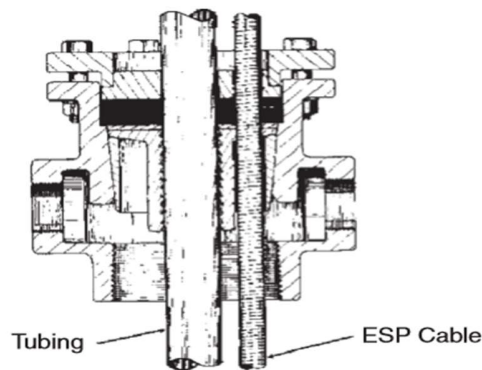


Figure0.22 : Tête de puits d'un système ESP. [14]

3) Le transformateur (Transformer) :

Dans la majorité des cas, les tensions de surface disponibles qui ne sont pas compatibles avec la tension du moteur et les transformateurs doivent être utilisées pour fournir le bon niveau de tension sur la surface.

Les transformateurs sont sélectionnés sur la base des niveaux de tension et des puissances nominales. La tension de surface requise dépend fortement de la profondeur de l'équipement ESP, puisque la chute de tension dans le câble d'alimentation augmente avec la longueur du câble. Cette chute de tension plus la tension du moteur sélectionné donne la tension de surface nécessaire. [14]

4) La boîte de jonction (Junction box) :

Le câble d'alimentation provenant du puits doit être connecté à un câble électrique de surface menant à la centrale. Les deux câbles sont réunis dans la boîte de jonction comme il est indiqué dans la figure (II.18), aussi appelé une « boîte vent ». Il est un boîtier étanche ventilé résistant aux intempéries qui remplit les trois fonctions importantes suivantes :

- ◆ Il fournit la connexion électrique entre le trou et les câbles électriques de surface;
- ◆ Il évacue tout gaz vers l'atmosphère qui pourrait atteindre ce point en raison de la migration des gaz de puits vers le haut du câble d'alimentation ESP. L'évacuation du gaz élimine le danger d'incendie ou d'explosion parce que le gaz ne peut circuler dans le câble menant au centrale;

- ◆ Il agit comme un point de test facilement accessible pour vérifier électriquement l'équipement de fond. [14]

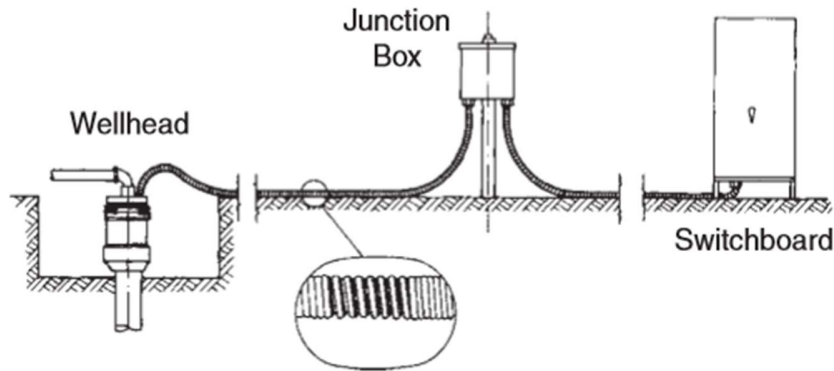


Figure0.23 : arrangement de la surface d'une installation ESP. [14]

5) Le tableau électrique (Switchboard) :

Le tableau est le centre de contrôle d'une installation ESP conventionnelle et agit comme un contrôleur de moteur et, par conséquent, contrôle le fonctionnement de l'ensemble de l'installation. (Fig. II.18)

Il a les fonctions suivantes :

- ◆ Fournit un interrupteur marche/arrêt (on/off) contrôlé de l'équipement ESP à l'alimentation électrique à l'aide de sectionneurs à haute capacité ou de contacteurs sous vide;
- ◆ Protège les équipements de surface et de fond contre une grande variété de problèmes;
- ◆ Surveille et enregistre les paramètres d'exploitation les plus importants. [14]

Les tableaux standard (Switchboard) fonctionnent sous une fréquence constante et varient en taille, la conception et de puissance. Switchboard ESP contenaient des relais magnétiques, mais les unités sophistiquées d'aujourd'hui utilisent des circuits à semi-conducteurs et fournissent des fonctions plus avancées et une réponse instantanée. [14]

Après un arrêt automatique en raison de problèmes de fond ou de surface, l'unité ESP est automatiquement redémarrée après un délai réglable. Le Switchboard assure la surveillance des paramètres opérationnels les plus importants comme l'intensité du courant et les tensions de ligne, le facteur de puissance, et ainsi de suite. [14]

II.3.3 Les contraintes et les limitations :

Les défaillances éventuelles du système ESP sont principalement de nature électrique, car le système électrique est souvent le maillon le plus faible. Cependant, ces défaillances, cependant, proviennent souvent d'un autre problème, principalement mécanique, qui est la source de la défaillance. C'est la raison pour laquelle chaque défaillance doit être analysée avec précision et sa cause doit être trouvée. L'analyse des défaillances est donc un outil précieux pour augmenter la durée de vie des équipements ESP. [14]

II.3.3.1 Causes générales des défaillances :

Les défaillances de l'équipement peuvent être causées par plusieurs facteurs liés à l'état du puits, aux problèmes de conception et d'installation, et ainsi de suite. [14]

II.3.3.2 Défaillances typiques des composants du système :

1) Pompe ESP :

Les problèmes typiques entraînant des défaillances de pompe sont répertoriés dans les sections suivantes :

- ◆ L'usure « Up-Thrust » se produit lorsque la pompe fonctionne à un débit supérieur au débit de pompage maximal recommandé. Dans les pompes flottantes, les rotors sont poussés contre les diffuseurs, si les rondelles « Up-Thrust » peuvent être surchargées et détruites; les abrasifs dans le fluide de puits accélèrent le processus.
- ◆ L'usure « Down-Thrust » aux étages de la pompe est typique à des vitesses inférieures au taux minimum recommandé, ce problème est exagéré par la présence de sable ou de solides abrasifs. Les rondelles Down-Thrust sont détruites avant la défaillance des étages.
- ◆ L'érosion dans les étages de pompe se produit lorsque des fluides chargés d'abrasifs sont produits. [14]

2) Moteur ESP :

Bien que la plupart des défaillances éventuelles des moteurs ESP soient de nature électrique, de nombreuses autres conditions peuvent devenir la principale cause de défaillance du moteur :

- ◆ Une surcharge du moteur entraîne une surchauffe excessive du câblage du moteur; des dommages ou un épuisement peuvent se produire.
- ◆ Les dispositifs de protection contre les fuites permettent aux fluides du puits de pénétrer dans le moteur, ce qui entraîne une contamination graduelle de l'huile moteur et un épuisement éventuel du moteur.
- ◆ Un refroidissement insuffisant du moteur fait monter la température des enroulements du moteur; les matériaux isolants peuvent se briser et entraîner une panne électrique. [14]

3) Section du protecteur :

Les défaillances du protecteur peuvent être attribuées aux facteurs suivants :

- ◆ Les joints d'étanchéité mécaniques brisés ou endommagés fuient d'abord les fluides du puits dans le protecteur, puis dans le moteur.
- ◆ Le palier de « Thrust » principal de l'ESP situé dans le protecteur peut tomber en panne lorsque la pompe fonctionne en mode de « Up-Thrust » ou « Down-Thrust » excessive.
- ◆ Les protecteurs de type labyrinthe peuvent échouer dans des sections de puits déviées (plus de 30 degrés de la verticale). [14]

4) Séparateur de gaz rotatif :

Les séparateurs de gaz rotatifs peuvent échouer en raison de l'abrasion interne due aux grandes forces centrifuges agissant sur les particules solides lorsque des fluides de puits chargés de sable sont produits. [14]

5) Câble électrique :

Les causes possibles de défaillance des câbles sont les suivantes :

- ◆ Les dommages mécaniques (écrasement, coupe, etc.) pendant les opérations de course ou de traction.
- ◆ Corrosion de la surface extérieure du câble.
- ◆ Une détérioration de l'isolation due à une température élevée ou à l'effet des gaz du puits. [14]

Conclusion :

Les systèmes de pompage de fond alimentés électriquement sont utilisés dans la production de pétrole pour fournir une forme relativement efficace de levage artificiel capable de fonctionner sur une large gamme de débits et de profondeurs, beaucoup plus de pétrole peut être produit à partir du puits par rapport à la production naturelle.

Les pompes électriques submersibles peuvent être spécifiquement configurées pour s'adapter aux caractéristiques de production et de puits d'une application donnée.

CHAPITRE III :

L'ANALYSE DU

SYSTÈME DE

PRODUCTION

Introduction :

La technique d'analyse des systèmes est essentiellement un simulateur du système de production du puits, il est utilisé pour optimiser les performances des puits de pétrole et de gaz en analysant le système de production complet.

Le système comprend l'écoulement entre le réservoir et la tête de puits, il se compose en plusieurs composants. Le système est simulé, donc chacun des composants est modélisé à l'aide de diverses équations ou corrélations pour déterminer la perte de pression par l'intermédiaire de ce composant en fonction du débit. La somme de ces pertes individuelles constitue la perte totale de pression dans l'ensemble du système pour un débit donné. Cette perte totale est finalement considérée comme la différence globale entre la pression moyenne du réservoir et la pression de la tête de puits. Ces deux pressions constituent les extrémités du système (inlet et outlet) et sont les seules pressions fixes du système, ne variant pas avec le débit.

Pour déterminer la capacité de production du système de puits pour un ensemble de conditions, il est important de déterminer l'effet quantitatif et l'importance de chaque variable dans la performance du système. Par conséquent, l'un des avantages de l'approche d'analyse de système est la capacité de prédire le résultat causé par des changements dans les variables de conception. [15]

III.1 Système de production :

Le système de production de tout puits de pétrole ou de gaz comprend une partie du réservoir, il transporte les fluides du puits à la surface et à l'équipement de séparation de surface. Ces composants ont leurs propres relations de performance décrivant leur comportement dans différentes conditions d'écoulement. La formation est caractérisée par les lois de l'écoulement dans les milieux poreux, alors que dans la plupart des autres composants, l'écoulement en une ou plusieurs phases dans les conduites a lieu. Par conséquent, une description appropriée du comportement du système ne peut être obtenue sans une enquête approfondie sur les performances de chaque composant. (Fig. III.1)

Les différents modèles de calcul développés pour la caractérisation des composants du système fournissent donc une base solide pour l'analyse des systèmes. [14]

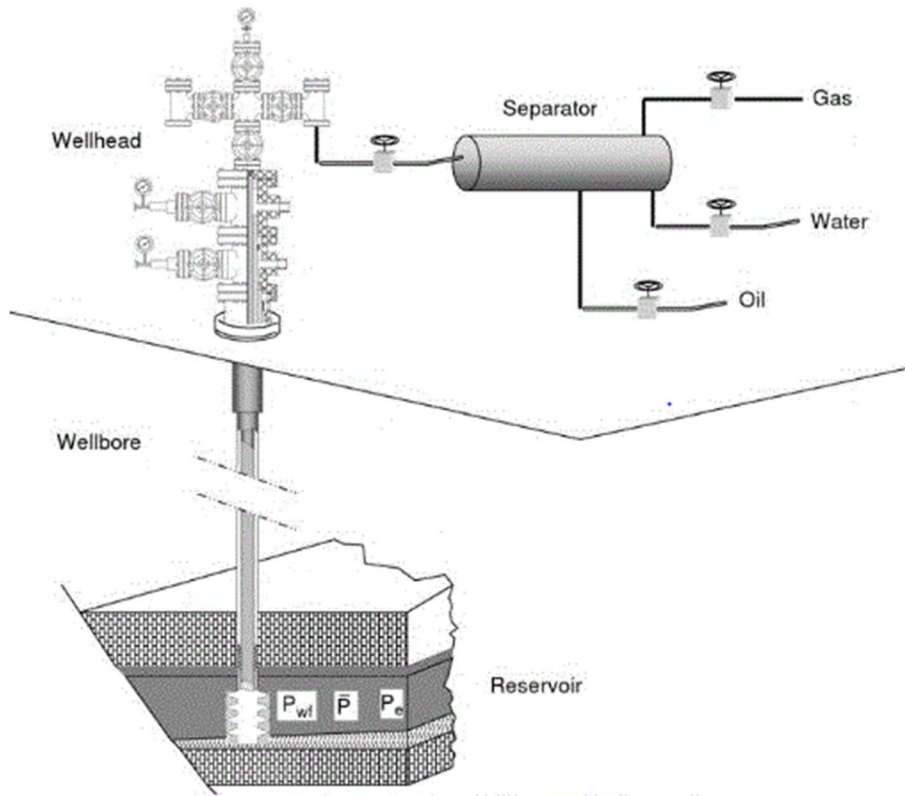


Figure III.1 : Système de production. [16]

III.2 Inflow Performance de puits :

Les paramètres les plus importants utilisés pour évaluer la performance ou le comportement des fluides pétroliers qui s'écoulent d'un point en amont (dans le réservoir) à un point en aval (à la surface) sont la pression et le débit. Selon l'écoulement de fluide dans le réservoir, le taux de production est une fonction de la pression d'écoulement au fond du puits pour une pression de réservoir spécifiée, les propriétés du fluide et du réservoir. [17]

III.2.1 Indice de productivité :

L'indice de productivité (IP ou J) est une mesure de la capacité d'un puits de pétrole ou de gaz à produire sous une pression spécifique drawdown à « sandface ». [18]

L'indice de productivité d'un puits de pétrole est défini comme suit :

$$J = \frac{Q_o}{\Delta p} \quad (\text{III.1})$$

Où :

J : Indice de productivité, STB/jour/psi;

Q_o : Débit de production de pétrole, STB/jour;

Δ_p : Pression drawdown subie par le puits, psi.

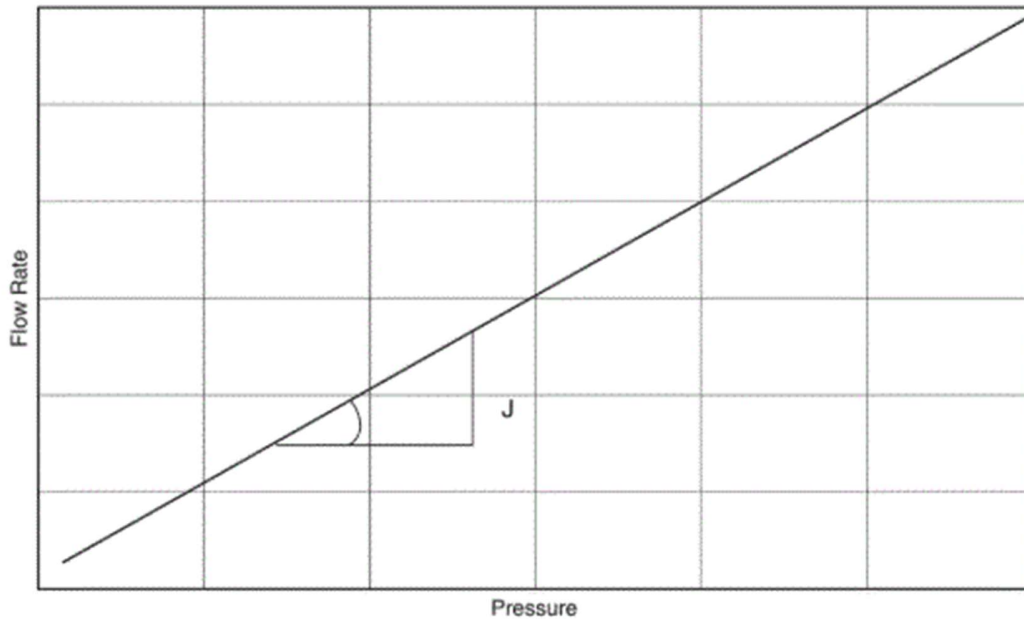


Figure III.2 : la relation entre Q_o et Δ_p . [19]

En général, la dérivabilité se rapporte à la productivité du puits. Elle peut être exprimée par la courbe AOFP ou IPR du puits.

L'IPR (Inflow Performance Relationship) est une étude de la performance du flux de fluide d'un réservoir à un puits, cette performance dépend graphiquement de l'indice de productivité (IP). L'indice de productivité d'un puits est exprimé sous forme graphique connu sous le nom de courbe d'Inflow Performance Relationship (IPR). L'IPR est l'un des indicateurs importants pour déterminer la productivité d'un puits. [20]

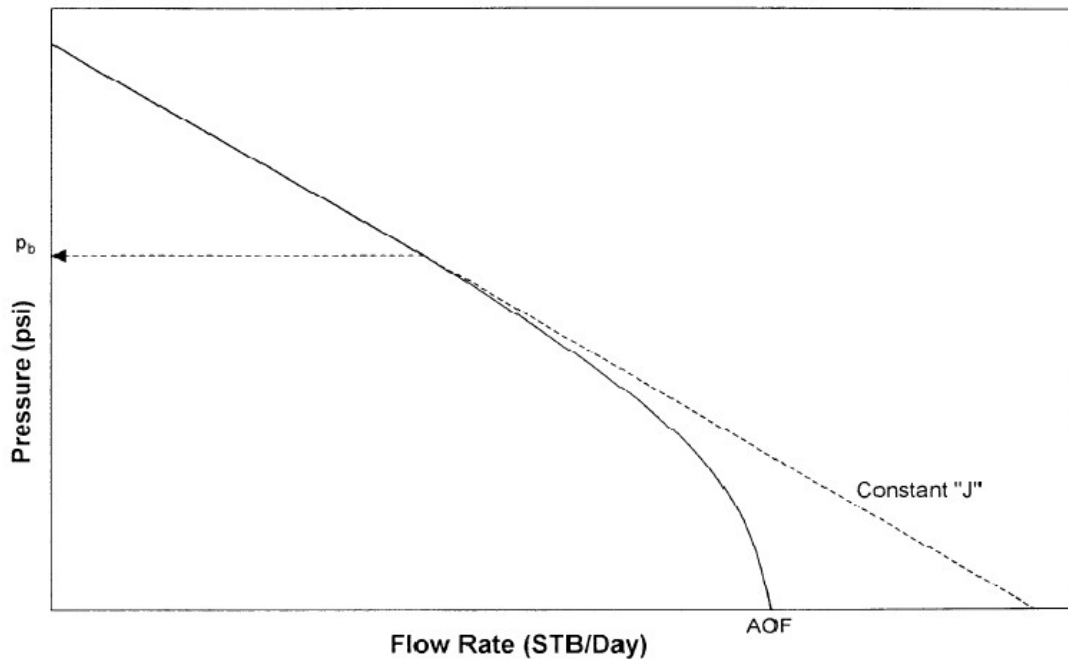


Figure0.3 : Courbe IPR typique pour un puits de pétrole. [19]

L'intersection du tracé IP avec l'axe des x est le débit correspondant à un P_{wf} égal à zéro. Ce point du tracé IPR est connu sous le nom de potentiel Absolute Open Flow (AOF) du puits.

Absolute open flow potential ou q_{AOF} du puits est défini comme le débit maximal théorique lorsque la pression d'écoulement à la sandface est nulle. [21]

III.2.2 Inflow performance relationship IPR :

L'IPR (inflow performance relationship) est définie comme la pression de fond du puits P_{wf} en fonction du débit de production. Il décrit l'écoulement dans le réservoir. Le P_{wf} est défini dans la plage de pression entre la pression moyenne du réservoir et la pression atmosphérique. [22]

La courbe de l'IPR (inflow performance relationship) est très utile pour estimer la capacité du puits, Conception de tubing et planification d'une méthode d'activation artificielle. (Fig. III.4)

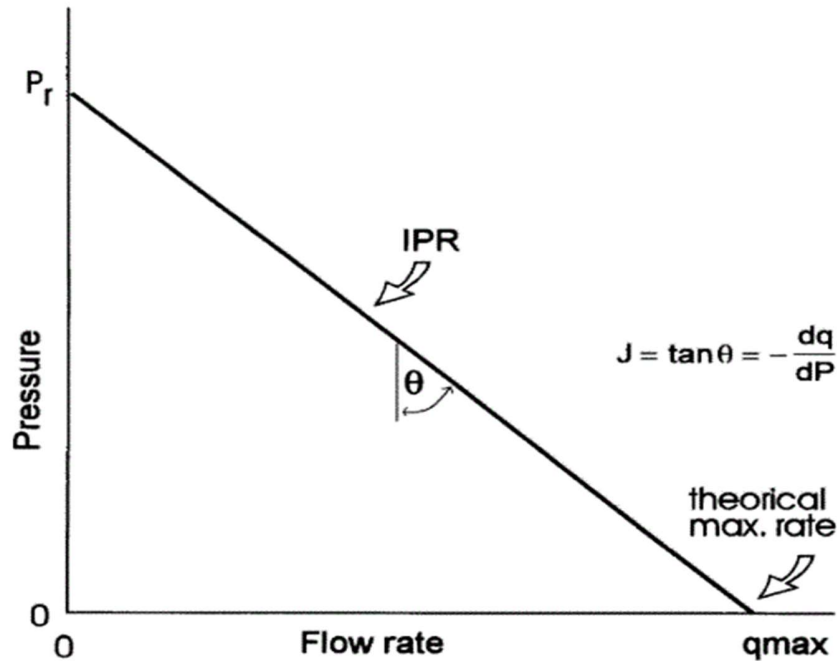


Figure 0.4 : Courbe d'IPR (Inflow performance relationship) des réservoirs d'huile monophasés. [17]

III.2.3 Futur IPR pour un puits de pétrole :

Bien souvent, il est nécessaire de prévoir l'inflow performance du puits pour les périodes futures à mesure que la pression du réservoir diminue, les calculs de la performance future du puits nécessitent l'élaboration d'une relation qui peut être utilisée pour prédire les débits maximaux futurs du pétrole. Il existe plusieurs méthodes conçues pour régler le problème de la façon dont l'IPR pourrait se déplacer à mesure que la pression du réservoir diminue. Certaines de ces méthodes de prévision nécessitent l'application du MBE pour générer des données de saturation d'huile future en fonction de la pression du réservoir. En l'absence de telles données, il existe des méthodes simples d'approximation qui peuvent être utilisées conjointement avec la méthode Vogel pour prévoir les IPR futurs. [19]

III.2.4 Méthode de Vogel :

Vogel a rapporté les résultats d'une étude dans laquelle il a utilisé un modèle mathématique de réservoir pour calculer l'IPR pour les puits de pétrole produisant à partir de réservoirs saturés. L'équation finale de la méthode de Vogel a été basée sur des calculs effectués pour 21 conditions

de réservoir. Bien que la méthode ait été proposée uniquement pour les réservoirs saturés à gaz dissous, elle s'applique à tout réservoir dans lequel la saturation du gaz augmente à mesure que la pression diminue. La méthode Vogel a été développée en utilisant le modèle de réservoir proposé par Weller pour générer des IPR pour un large éventail de conditions. Il a ensuite tracé les IPR sous forme de pression réduite ou sans dimension par rapport au débit sans dimension. On a constaté que la forme générale de l'IPR sans dimension était similaire pour toutes les conditions étudiées. [23]

Après avoir tracé des courbes IPR sans dimension pour tous les cas considérés, Vogel est arrivé à la relation suivante entre le débit sans dimension et la pression sans dimension :

$$\frac{q_o}{q_{o(\max)}} = 1 - 0.2 \frac{p_{wf}}{\bar{p}_R} - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{\bar{p}_R} \right)^2 \quad (\text{III.2})$$

Où :

q_o : Débit d'inflow correspondant à la pression d'écoulement du trou p_{wf} ;

$q_{o(\max)}$: Débit d'inflow correspondant à zéro pression d'écoulement du puits (AOF);

\bar{p}_R : Pression moyenne du réservoir existant au moment de l'intérêt.

Un graphique de l'IPR sans dimension représenté par l'équation (III.2) est présenté dans la figure (III.5).

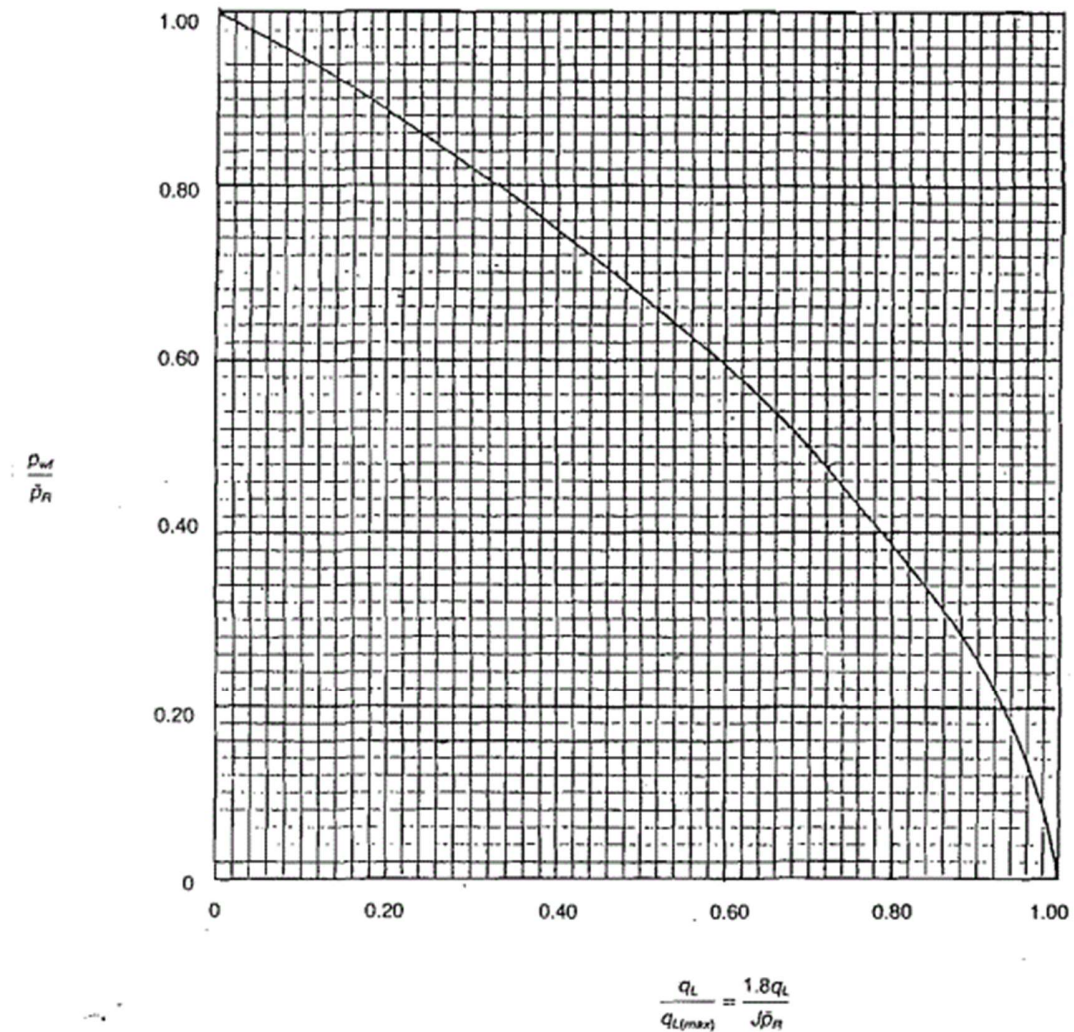


Figure0.5 : Vogel IPR sans dimension. [23]

III.3 Outflow Performance de puits :

III.3.1 Outflow performance relationship :

Outflow performance également appelée VLP (Vertical lift performance), qui décrit la pression au fond du trou en fonction du débit. Le VLP dépend de nombreux facteurs, notamment les propriétés du PVT du fluide, la profondeur du puits, le diamètre de tubing, la pression de surface, Water Cut et le GOR. Il décrit le flux du fond du puits à la tête de puits. [22]

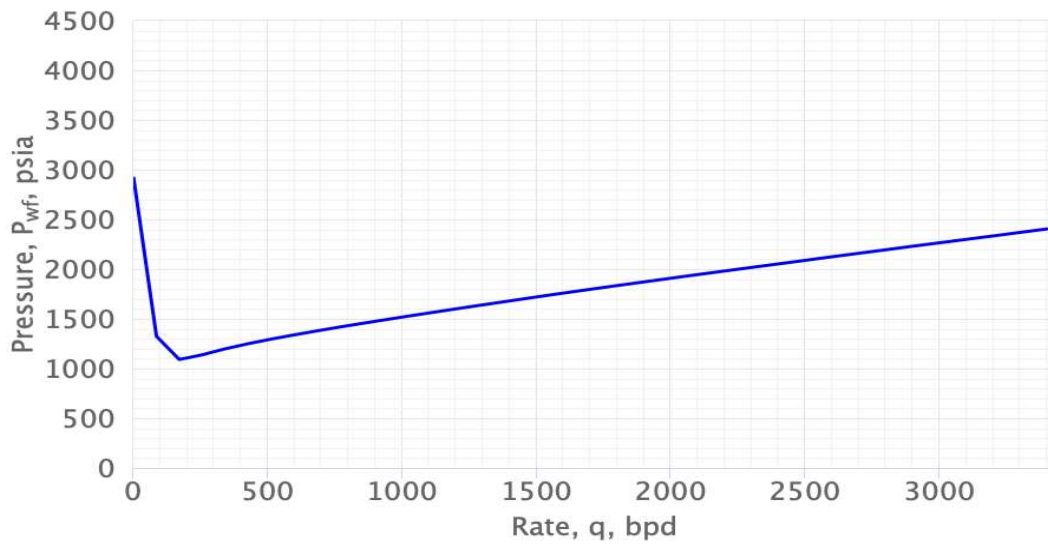


Figure0.6 : Courbe de VLP (Vertical Lift Performance). [24]

III.3.2 Point de fonctionnement :

L'IPR (inflow performance relationship) et le VLP (vertical lift performance relationship) relie la pression d'écoulement du puits au taux de production de surface. Alors que l'IPR représente ce que le réservoir peut apporter au fond de trou, le VLP représente ce que le puits peut apporter à la surface. [22]

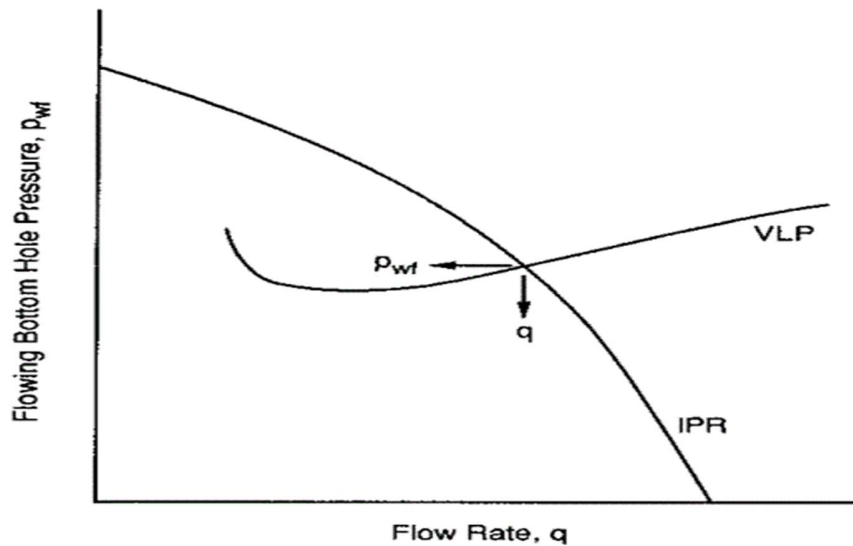


Figure0.7 : Combinaison d'IPR et VLP. [25]

L'intersection de l'IPR avec le VLP, appelé point de fonctionnement (Fig. III.7), donne la délivrabilité du puits, c'est une expression de ce qu'un puits produira réellement pour une condition de fonctionnement donnée (Pr, IP, WC, GOR, THP, diamètre de Tubing). [22]

III.4 Optimisation de la production par L'analyse nodale :

III.4.1 Optimisation de la production :

L'optimisation de la production signifie la détermination et la mise en œuvre des valeurs optimales des paramètres dans le système de production afin de maximiser le taux de production d'hydrocarbures ou de maximiser les coûts d'exploitation sous diverses contraintes techniques et économiques. L'optimisation de la production peut être effectuée à différents niveaux tels que le niveau du puits et le niveau du champ. [16]

III.4.2 Analyse Nodale :

Tout puits de production est foré et complété pour déplacer le pétrole ou le gaz de son emplacement d'origine dans le réservoir vers la surface ou la ligne de vente. Le mouvement ou le transport de ces fluides nécessite de l'énergie pour surmonter les pertes de frottement dans le système et de soulever les produits à la surface. Le système de production peut comprendre de nombreux composants dans lesquels des pertes d'énergie ou de pression se produisent. [23]

Ces pertes de pression sont mentionnées dans la figure (III.8).

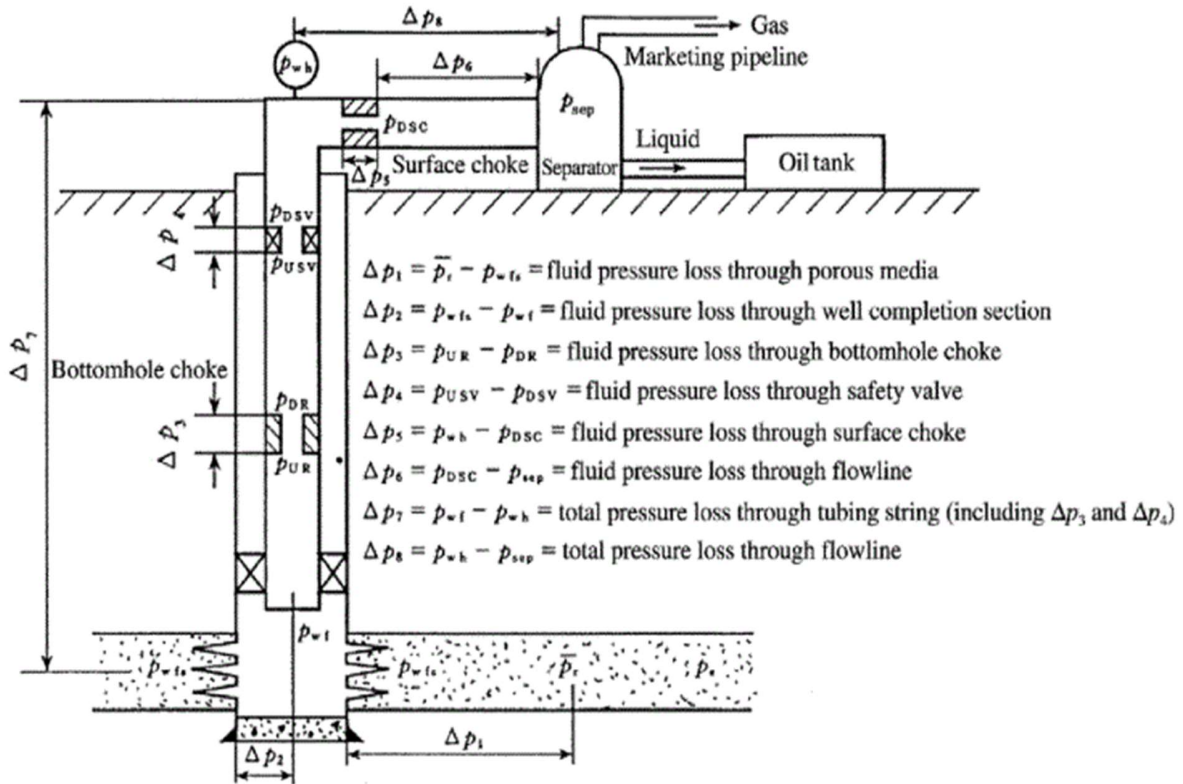


Figure 0.8 : Système de production. [23]

La chute de pression dans l'ensemble du système à tout moment sera la pression initiale du fluide moins la pression finale du fluide $\bar{P}_R - P_{sep}$. Cette chute de pression est la somme des chutes de pression survenant dans tous les composants du système.

La quantité de pétrole et de gaz qui s'écoule dans le puits à partir du réservoir dépend de la chute de pression dans le système de pipe. La chute de pression dans le système de pipe dépend de la quantité de fluide qui y circule. Par conséquent, l'ensemble du système de production doit être analysé comme une unité.

La procédure d'analyse nodale consiste à sélectionner un nœud dans le puits et à diviser le système à ce point. Les emplacements des nœuds les plus couramment utilisés sont indiqués dans la figure (III.9). [23]

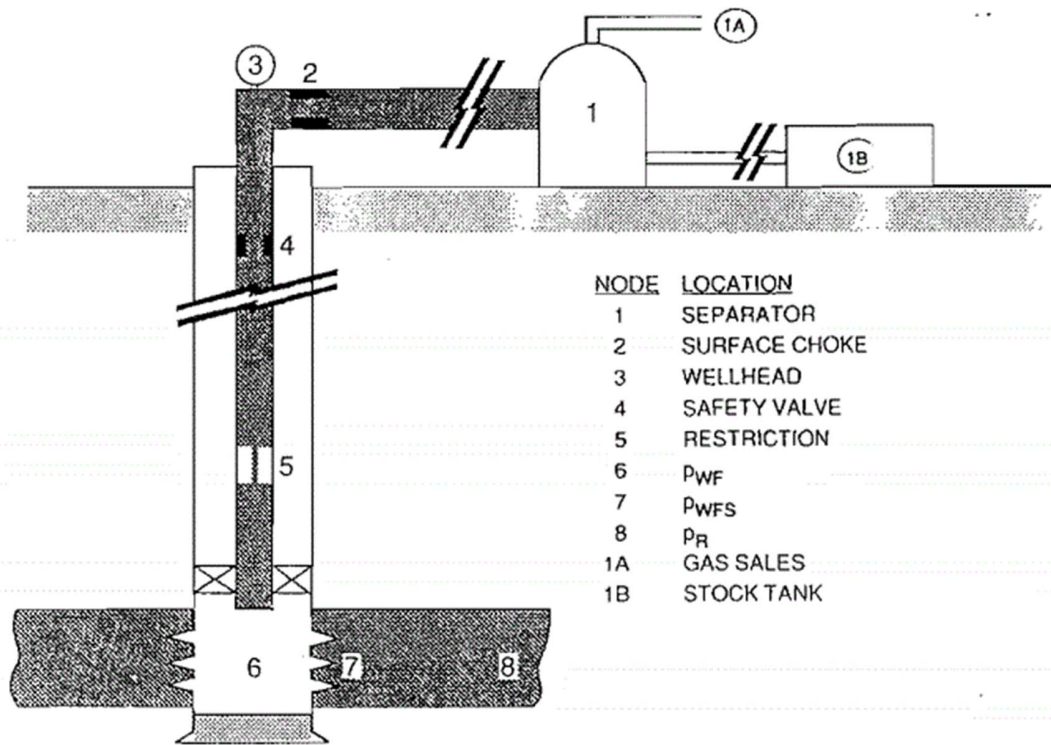


Figure0.9 : Système de production. [23]

Tous les composants en amont du nœud comprennent la section d'inflow, tandis que la section d'outflow comprend tous les composants en aval du nœud. Une relation entre le débit et la chute de pression doit être disponible pour chaque composant du système. Le débit dans le système peut être déterminé une fois que les exigences suivantes sont satisfaites :

1. Le débit dans le nœud est égal au débit à l'extérieur du nœud.
2. Une seule pression peut exister à un nœud. [23]

Il y a deux pressions qui ne sont pas en fonctions du débit. L'une de ces pressions est la pression moyenne du réservoir \bar{P}_R , et l'autre est la pression de sortie du système. La pression de sortie est généralement la pression du séparateur P_{sep} , mais si le puits est contrôlé par un choke de surface, la pression de sortie fixe peut être la pression de la tête de puits P_{wh} .

Une fois le nœud est sélectionné, la pression du nœud est calculée dans les deux directions à partir des pressions fixes. [23]

Inflow vers le nœud :

$$\bar{P}_R - \Delta P_{upstream} = P_{noeud} \quad (III.3)$$

Outflow vers le nœud :

$$P_{sep} + \Delta P_{downstream} = P_{noeud} \quad (III.4)$$

Où :

\bar{P}_R : La pression moyenne du réservoir, psi;

P_{sep} : La pression au niveau du séparateur, psi;

P_{wh} : La pression à la tête du puits, psi;

ΔP (composants en amont) : La perte de pression due aux composants en amont, psi;

ΔP (composants en aval) : La perte de pression due aux composants en aval, psi.

La chute de pression, ΔP , dans n'importe quel composant varie avec le débit, Q , donc une graphie de la pression du nœud par rapport au débit produira deux courbes (Fig. III.10), dont l'intersection donnera la condition satisfaisant les exigences données précédemment. [23]

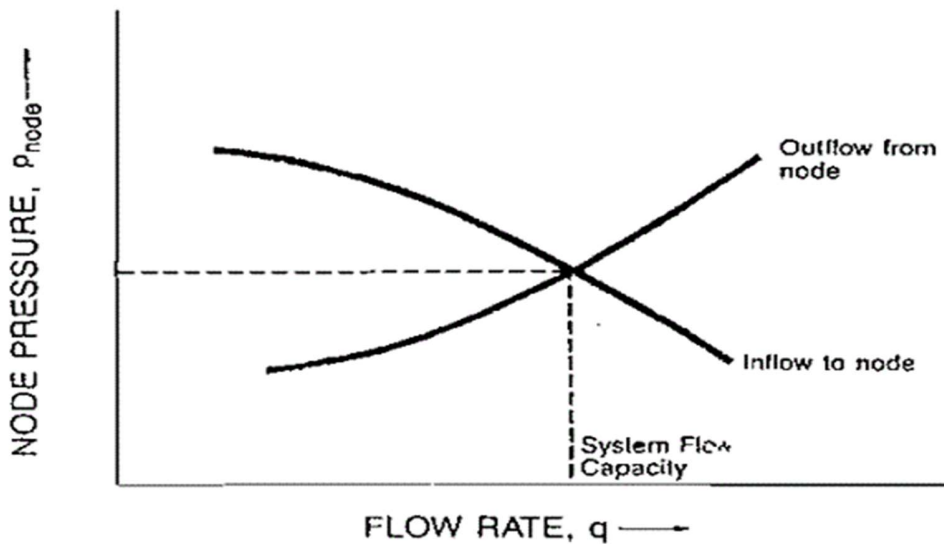


Figure0.10 : Système de production. [23]

III.5 Modélisation de la production par PIPESIM :

III.5.1 Modélisation des puits :

Dans la modélisation des puits, la courbe de l'IPR (Inflow Performance Relationship) pour chaque puits a été générée à l'aide des données d'essai de production. Il existe plusieurs corrélations multiphases disponibles pour la modélisation de puits telles que Duns Ros Original, Hagedorn et Brown, Beggs et Brill, Grey et Petroleum Experts. Les corrélations du débit multiphase ont été comparées à la mesure de l'essai de puits sur le terrain. Elles ont été comparées pour la pression et le débit. Une fois la meilleure corrélation trouvée, la courbe de VLP (Vertical Lift Performance) a été créée à l'aide de la corrélation de tubing la mieux adaptée. Une très bonne correspondance entre les données mesurées et les données calculées donne un niveau élevé de confiance sur le modèle de puits. [26]

III.5.2 Aperçu au logiciel PIPESIM :

PIPESIM (Pipeline simulator) est un logiciel utilisé pour l'analyse de performance des systèmes de production de pétrole et de gaz. Avec ses algorithmes de simulation rigoureux, PIPESIM aide à optimiser les opérations de production et d'injection. [27]

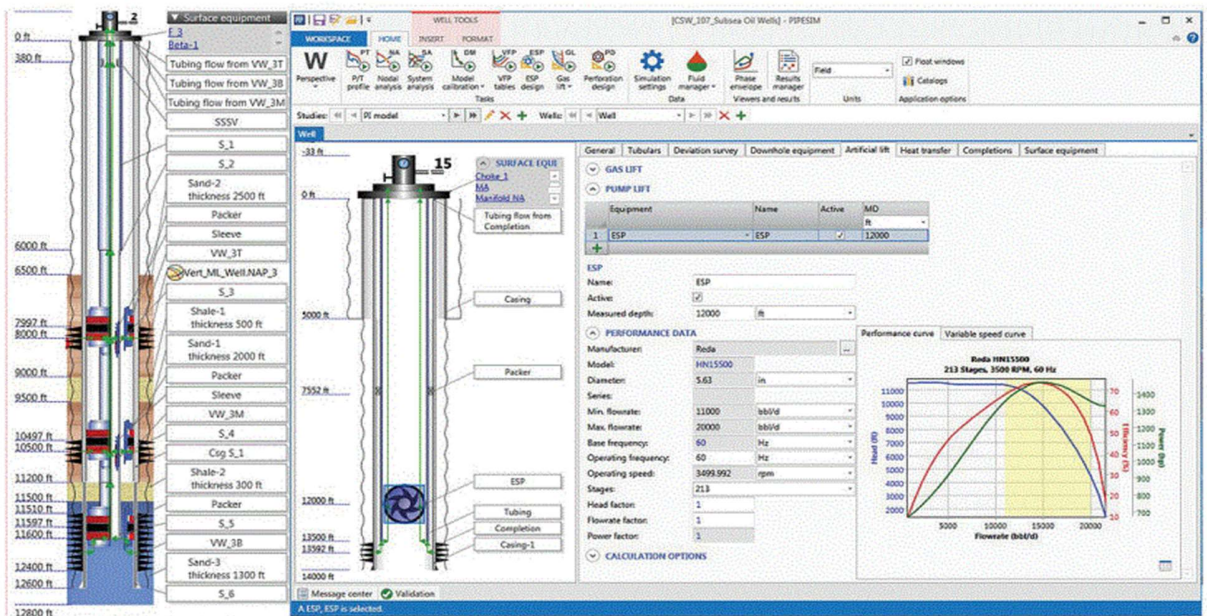


Figure0.11 : un modèle de puits utilisant le logiciel de Schlumberger PIPESIM. [28]

PIPESIM modélise le flux multiphase du réservoir jusqu'aux installations de surface pour permettre une analyse complète du système de production. Il est le plus souvent utilisé par les ingénieurs des réservoirs et de la production comme type d'utilisateur d'ingénierie pour modéliser la performance des puits, effectuer des analyses nodales (systèmes), concevoir des systèmes d'activation artificielles, modéliser les réseaux et les installations pipelinières. Analyser les plans de développement sur le terrain et optimiser la production. [27]

Le simulateur PIPESIM comprend tous les types de modèles de complétion standard pour les puits verticaux, horizontaux et fracturés et prend en charge la modélisation de complexes complétions multicouches à l'aide d'une grande variété de paramètres d'inflow de réservoir et de descriptions de fluides. [28]

Conclusion :

La technique d'analyse Nodale s'est avérée être une méthode puissante pour concevoir le système de production optimisé et optimiser la production future. Chaque composant d'un puits de production ou de tous les puits d'un système de production peut être optimisé par le système d'analyse Nodale pour atteindre le débit objectif économiquement.

CHAPITRE IV :
ÉTUDE CANDIDATURE
ET MODÉLISATION
D'UN PUIITS
A L'ESP

Introduction :

L'application de la technologie des pompes immergées dans la production d'huile pour fournir une forme efficace d'artificial lift dans le champ de Hassi Messaoud, nécessite la sélection des puits candidats répondant aux critères de sélection. Le simulateur PIPESIM fournit une description d'écoulement et de performance pour la sélection et la modélisation de puits candidat et l'optimisation du système complet.

IV.1. Objectif :

Ce travail consiste d'une sélection d'un puits candidat à équiper en pompe ESP et modéliser la performance de la production à l'aide du Software PIPESIM.

IV.2. Procédure de sélection :

Afin d'atteindre notre objectif, il est nécessaire de tenir compte de certains facteurs qui influencent la sélection des puits candidats parmi ceux que nous avons :

- ◆ Facteur de complétion (Puits verticaux et Short radius, Puits horizontaux).
- ◆ Nécessité du WO et le risque d'endommagement.
- ◆ Facteur d'exploitation.
- ◆ Facteur du réservoir.

IV.3. Critères de sélection des candidats :

La sélection préliminaire des puits de production naturels candidats à l'ESP repose sur les critères suivants :

- ◆ Puits non éruptifs (Outflow améliorable) et puits éruptifs (augmentation de la productivité).
- ◆ Les puits qui ont un bon potentiel (indice de productivité).
- ◆ Possibilité de diminuer la pression du trou inférieur.
- ◆ Évaluation de la GOR (la GOR ne doit pas passer une certaine valeur critique).
- ◆ L'existence de maintenir la pression par injection d'eau est préférable.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUIIS A L'ESP

- ◆ Éliminer les puits avec la percée de gaz et la percée d'eau de réservoir.
- ◆ Prioriser les puits éloignés du réseau GL.
- ◆ Puits sans problèmes d'asphaltène ou tout autre dépôt.
- ◆ Le débit du puits doit être médiocre, évitez les puits à débit élevé.

IV.4. Étude candidature de puits sélectionné :

Le puits **ONI23** : un puits producteur d'huile sans injection.

a. Forage et implantation :

Le puits **ONI23** a été foré et complété à la verticale en janvier 2009 dans la zone HZN.

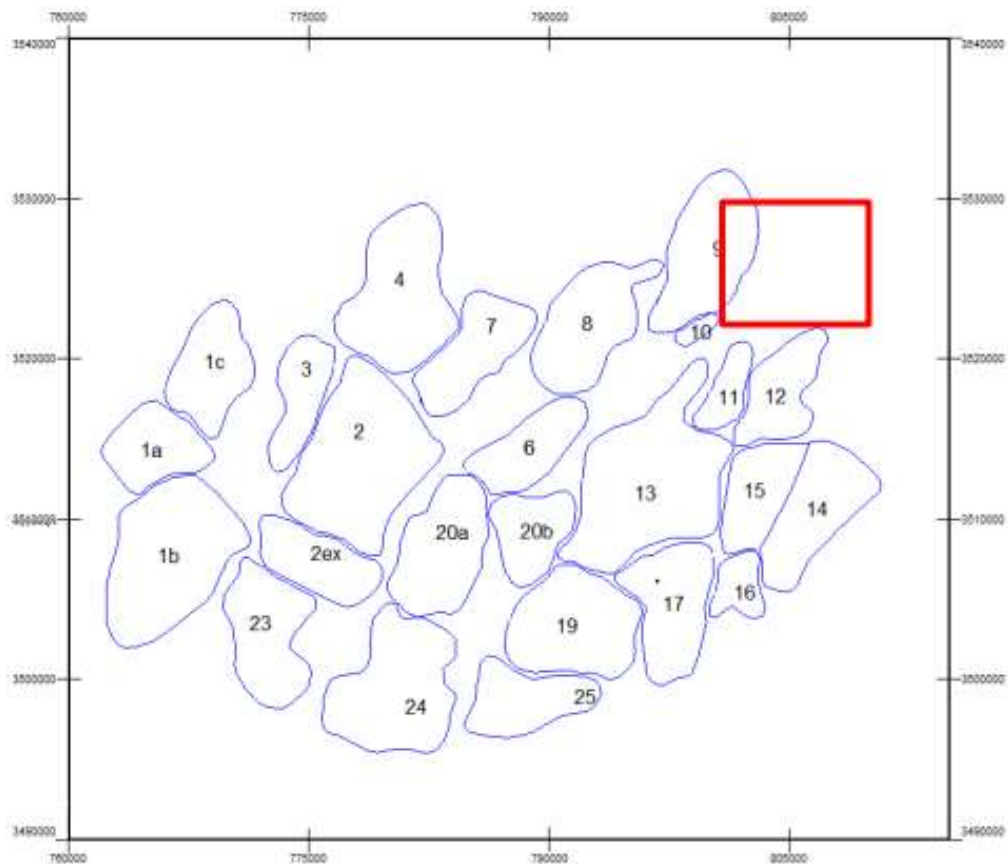


Figure0.12 : Position de la zone du puits ONI23.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN Puits A L'ESP

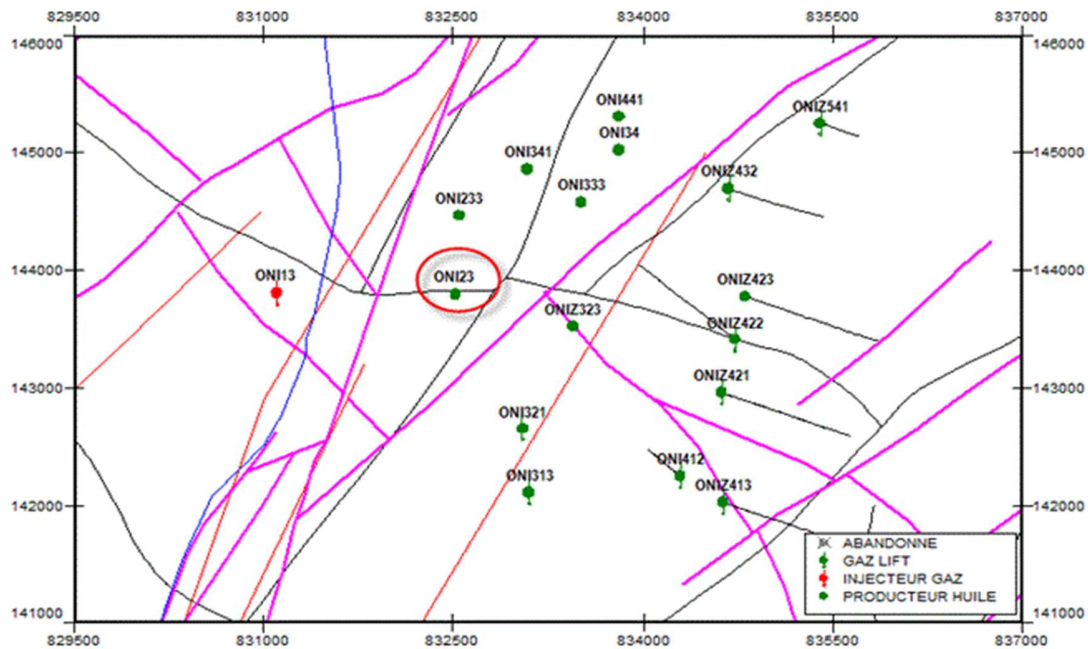


Figure0.13 : Localisation du puits ONI23.

b. Complétion :

En avril 2009, l'ONI23 a été complété par un tubing de 4"1/2 et un double casing devant la formation de LD2 (9"5/8 et 7 "). Le schéma du puits est illustré à la figure (A.1 de l'annexe A). La TD est : 3464 m MD. Les intervalles de perforations sont : 3382.5-3374, 3399-3389, 3408.5-3402.

c. Données pétrophysiques :

L'interprétation d'Elan montre de bonnes propriétés pétrophysiques en ID comme la porosité qui est de 7,68%, perméabilité de 3,96 md et saturation en eau de 23% par rapport à D2, qui a une porosité de 5,31%, une perméabilité de 0,57 md et 22 % de saturation en eau, le contact eau-huile est localisé à 3444 m. Structurellement ONI23 est situé dans une position basse par rapport aux puits décalés situés dans le nord et le nord-est tels que ONI341, ONI343 et dans une position élevée par rapport aux puits situés dans le sud tels que ONI11.

L'érosion dans cette partie du champ a été assez forte, elle est affectée par une activité tectonique importante indiquée par la présence d'un réseau de failles. Où Une faille majeure a été

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN Puits A L'ESP

localisée à l'Ouest d'ONI23 avec une direction Nord-Est Sud-Ouest "NE_SW", une autre faille est avec une direction Nord-Est Sud-Ouest "NE_SW".

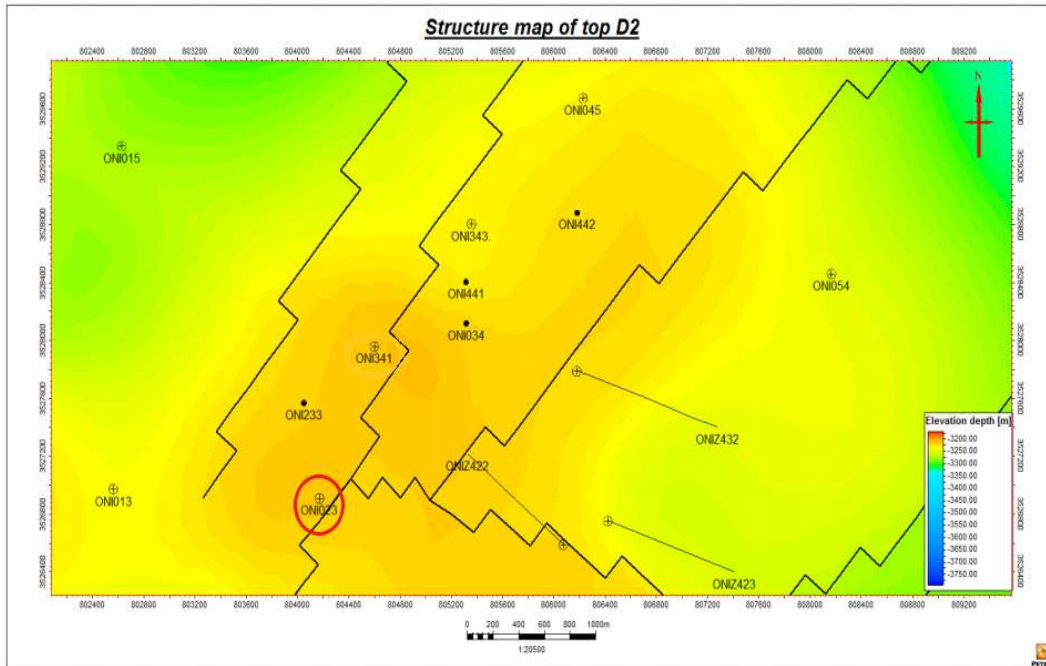


Figure0.14 : Carte de la structure du top réservoir.

d. Corrélation de puits :

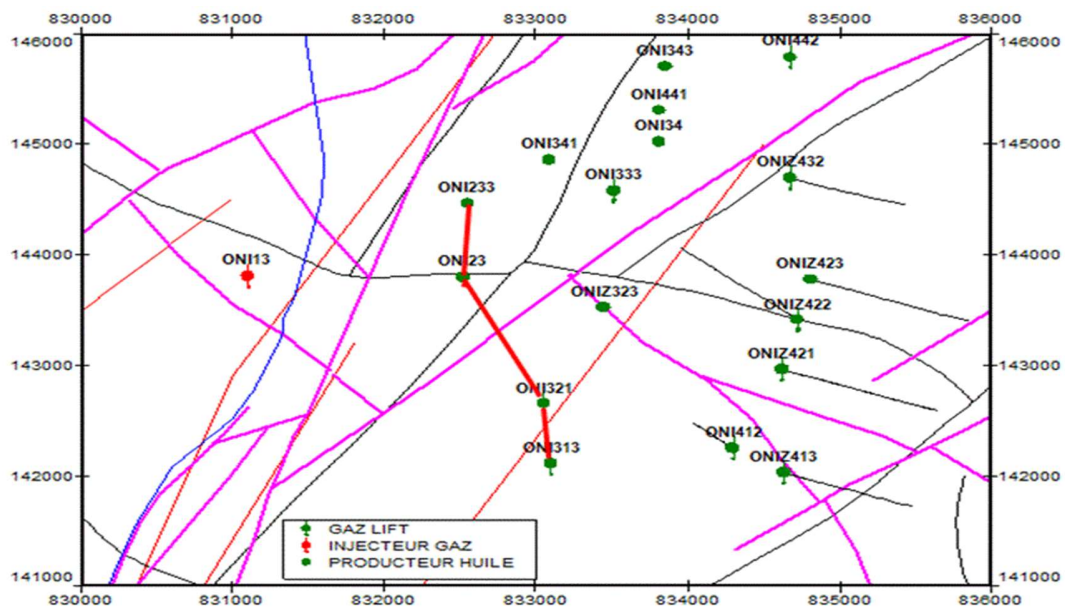


Figure0.15 : Position des puits décalés de l'ONI23.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN Puits A L'ESP

La section transversale montre que l'ONI23 est moins profonde que les puits décalés.

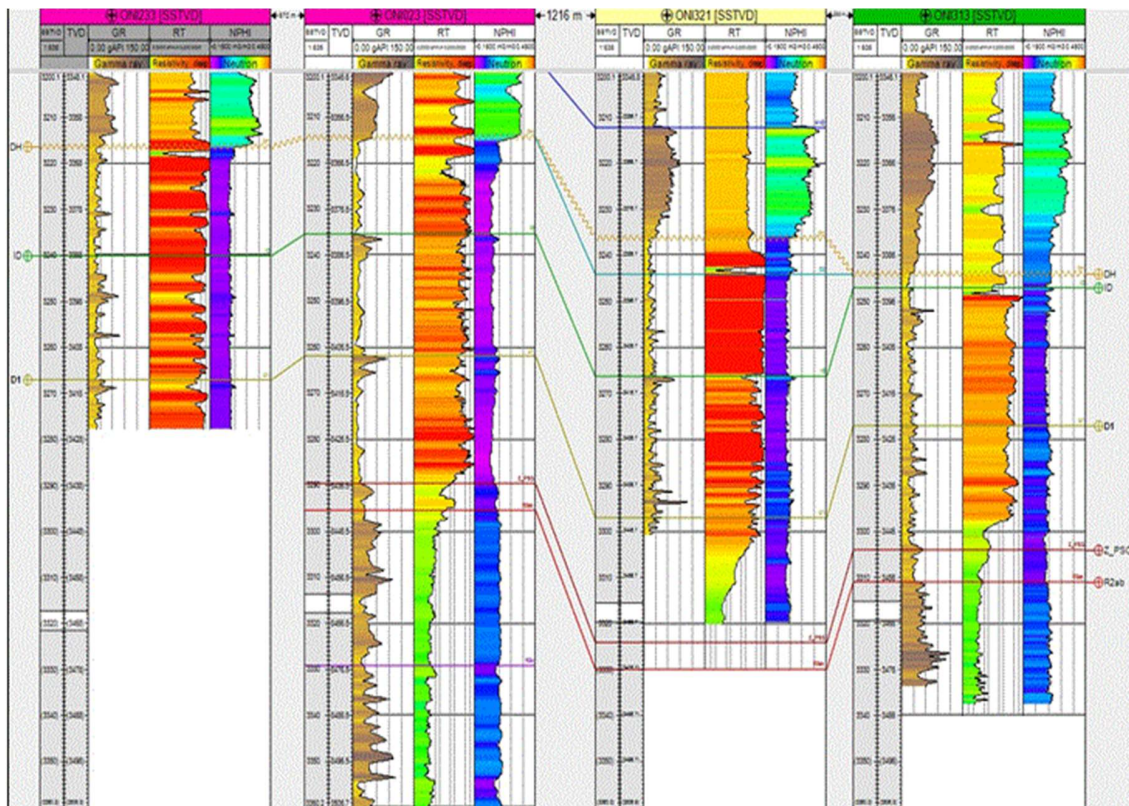


Figure0.16 : Corrélation du puits.

e. Well Test :

Différents paramètres obtenus à partir de l'interprétation de l'essai de puits, le tableau (IV.1) représente les données d'essai de puits :

Tableau IV.1 : Les essais de puits de l'ONI23.

Test	Date	Rp (kg/cm ²)	BHP (kg/cm ²)	WHP (kg/cm ²)	Débit (m ³ /h)	IP (m ³ /h/kg/cm ²)	HKL	Skin
DST	25/12/2008	447.76	299.99	95.6	10	0.068	/	10.8
BU	03/06/2009	426.34	218.43	40	4.99	0.024	283	24.5
PFD	29/08/2012	/	254.6	62	8.57	/	/	/

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUITIS A L'ESP

Interprétation de well test :

L'interprétation DST a montré une bonne IP de $0,068 \text{ m}^3/\text{h}/\text{kg}/\text{cm}^2$ par rapport à l'IP du deuxième test (BU effectué après complétion) de $0,024 \text{ m}^3/\text{h}/\text{kg}/\text{cm}^2$ BU montre le comportement de l'entrée limitée du modèle, avec un réservoir homogène et une limite infinie. En 2012, un PFD a été effectué après la fracturation hydraulique en 2010 et montre un PFD élevé (IP bonne à élevé).

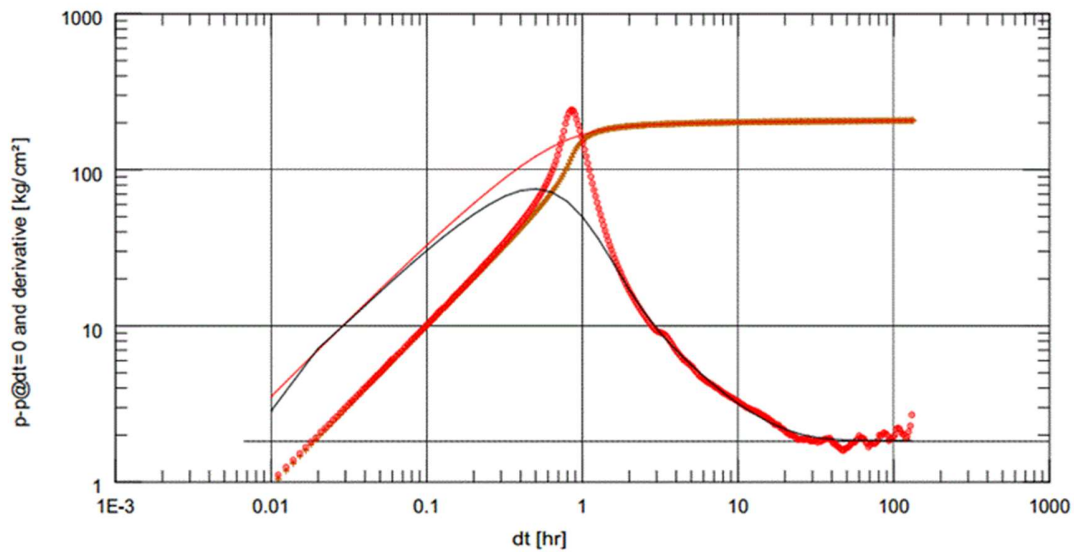


Figure0.17 : Présentation du log log.

Le tableau ci-dessous représente les données d'essai de puits :

Tableau 0.2 : Les résultats d'essai de puits.

ONI23- Bluid-Up	
Option de modèle	Modèle Standard
Puits	Vertical
Réservoir	Homogène
Limite	Infinite
Principaux paramètres du modèle	
C	$0.0298 \text{ m}^3\text{cm}^2/\text{kg}$
Skin total	48.3
kh, total	283 md.ft
k, moyenne	6.9 md
IP	$428.763 \text{ kg}/\text{cm}^2$

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUIITS A L'ESP

Paramètres du modèle	
Paramètres du puits	
Skin	24.5
Skin géométrique	23.8
Hw	8.17802 m
Zw	22.0054 m
Paramètres du reservoir et des limites	
Kh	283 md.m
kz/kr	0.0123
H	41 m

Les résultats du DST dans le tableau (IV.2) montre que le Puits est endommagé (skin positif) et une mauvaise perméabilité.

f. Test de production :

Les résultats de jaugeage sont indiqués dans le tableau suivant :

Tableau 0.3 : Les résultats des tests de production.

Date	Duse (mm)	Q _o (m ³ /h)	GOR (m ³ /m ³)	WHP (kg/cm ²)	PP (kg/cm ²)	Q _w (m ³ /h)
05/02/2016	10	4.89	110	33.97	17.66	0
10/05/2016	10	4.57	129	32.4	19.75	0
17/08/2016	10	4.42	182	31	19.1	0

Débit de production au niveau de surface à la date de jaugeage (05/02/2016): Q_o = 4.89 m³/h, GOR = 110 m³/m³, Pression de tête Pt = 33.97 Kg/cm². Date de jaugeage (17/08/2016), Q_o = 4.42 m³/h, GOR = 182 m³/ m³, Pression de tête Pt = 31 Kg/cm². Analysant les données des tests de production effectués, on remarque une chute de débit d'huile, accompagnée d'une diminution de la pression de tête (WHP). Dans la même période nous remarquons aussi une augmentation du GOR.

g. Réserve dans la zone :

La carte ci-dessous (Fig. IV.7) représente la production cumulative de puits **ONI23** et ces puits voisin.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN Puits A L'ESP

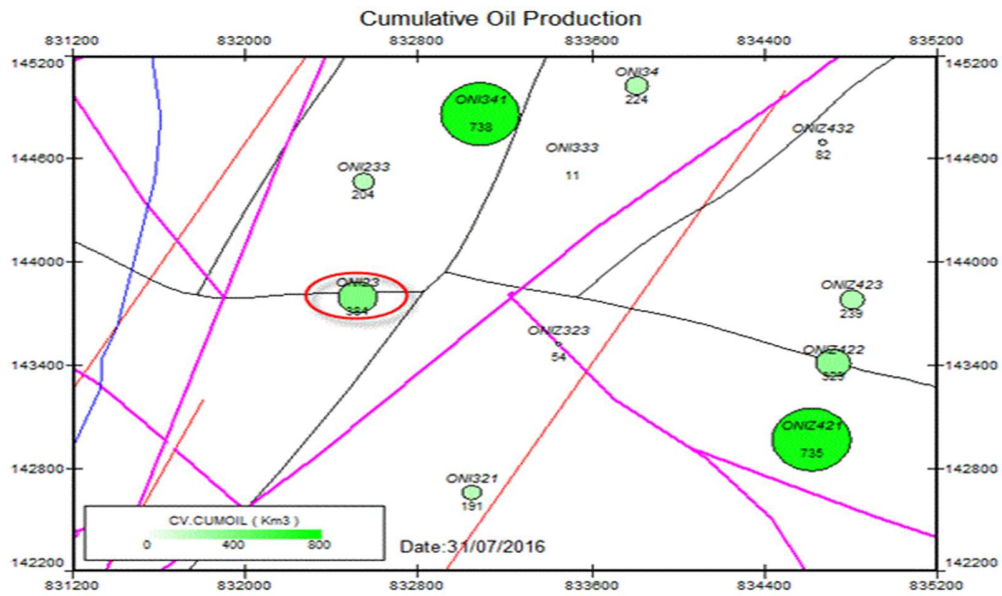


Figure0.18 : Carte des cumuls de production.

Il n'y a pas de production d'eau comme il est mentionné dans la carte. (Fig. IV.8)

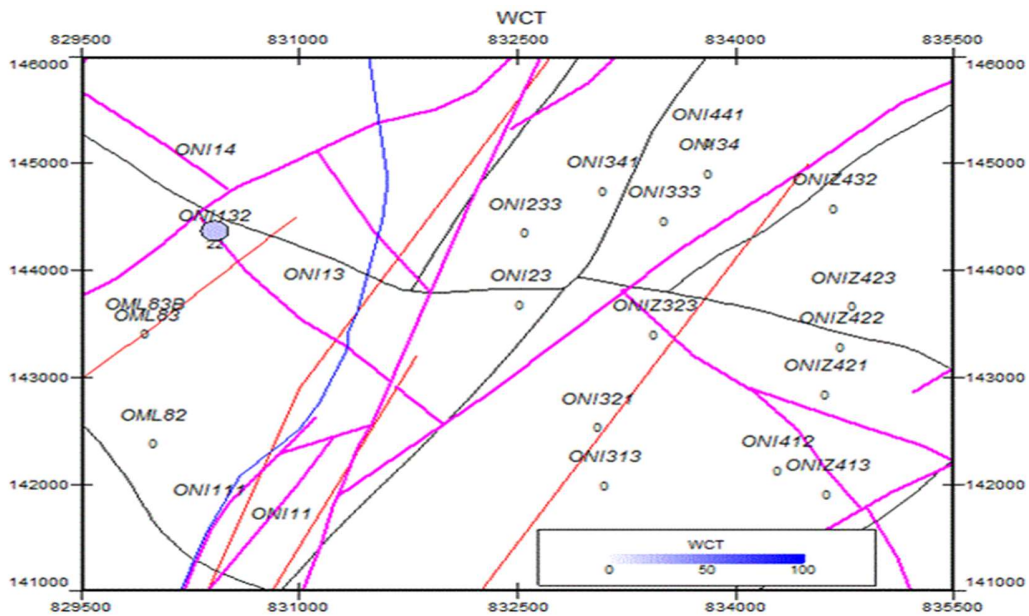


Figure0.19 : Carte de la production d'eau.

La carte ci-dessous représente la dernière carte à bulles GOR, elle montre trois puits avec un GOR élevé des puits, (ONI321 & ONI422) des puits à gas-lift.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN Puits A L'ESP

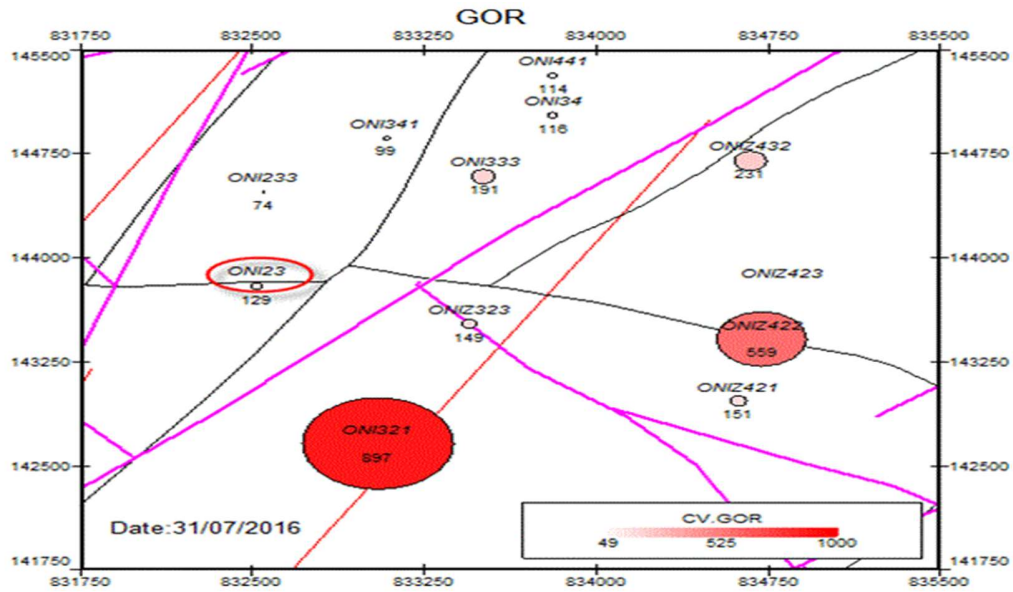


Figure0.20 : Carte de GOR.

h. Pression de la tête de puits :

Le graphique dans la figure (IV.10), représente le profil de pression de la tête du puits par rapport au temps, il est clair que la pression de la tête du puits diminue légèrement par rapport au temps, ainsi que le débit du puits diminue par rapport au temps jusqu'à atteindre 4,42 m³/h selon le jaugeage réalisé le 17/08/2016.

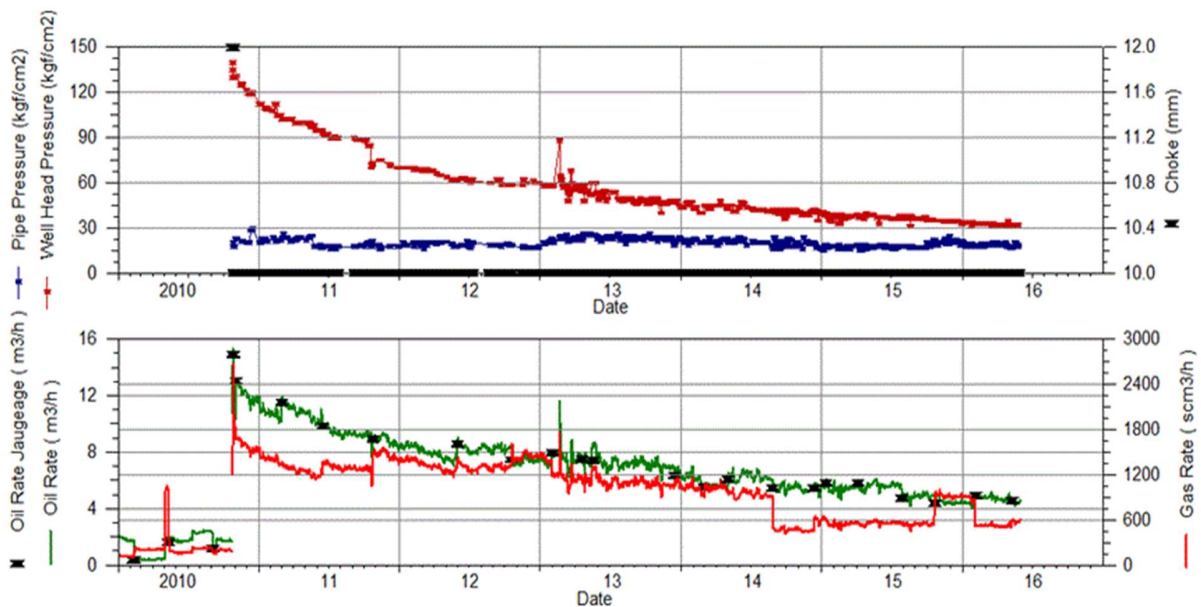


Figure0.21 : Graphique de la pression de la tête du puits.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUIS A L'ESP

L'intervention de fracturation hydraulique réalisée en 2010 a été portée du potentiel de puits de 1,19 m³/h selon la jauge réalisée le 05/09/2010 à 14,94 m³/h selon la jauge réalisée le 26/10/2010 après frac.

i. Profil de production :

Le graphique représente la production du puits par rapport au temps. Selon la figure (IV.11), il existe une légère diminution du potentiel du puits par rapport au temps, ce qui montre une bonne communication du réservoir.

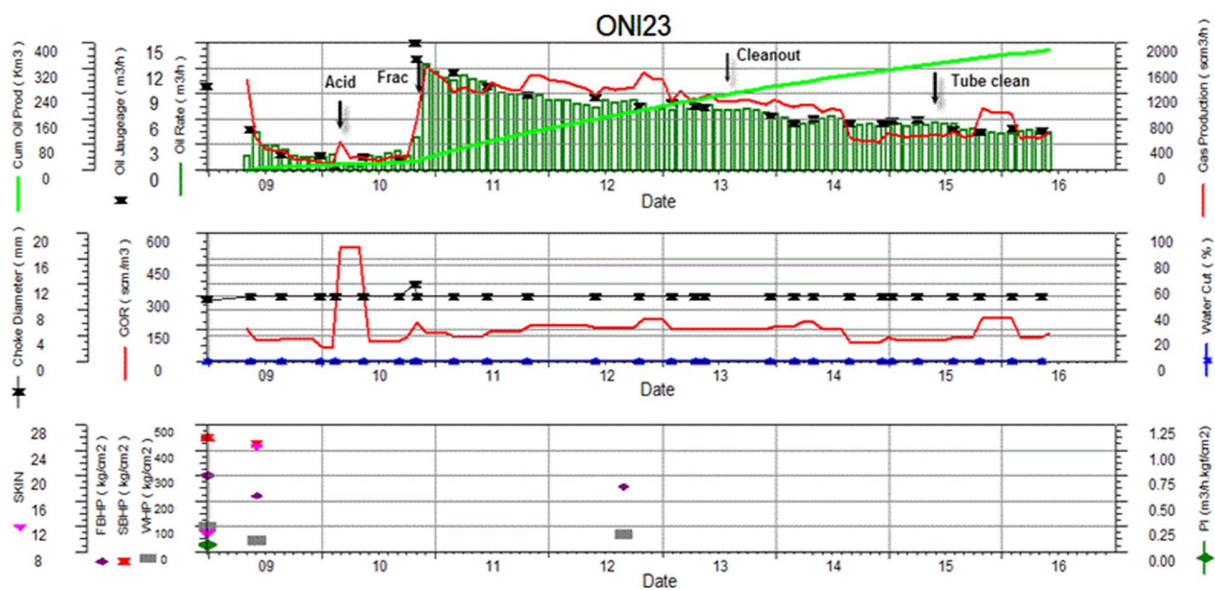


Figure0.22 : Profil de production d'ONI23.

j. Pression du réservoir :

Le graphique dans la figure (IV.12) montre la pression du réservoir des puits décalés par rapport au temps, il est clair que la baisse de pression du réservoir a la même tendance dans tous les puits de cette zone (même compartiment) aucune pression du réservoir maintenir dans cette zone.

L'analyse des taux par rapport au déclin temporel présentée plus tard montre que le puits peut produire jusqu'en 2026 avec une réserve de 7588,9 m³.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUIS A L'ESP

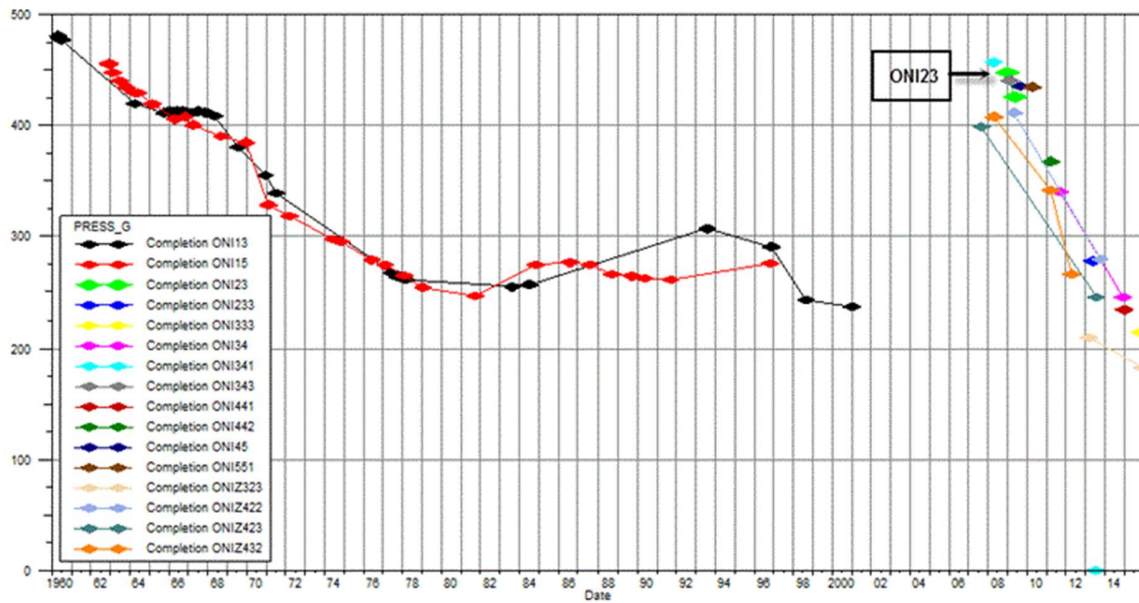


Figure0.23 : Graphique de pression du réservoir.

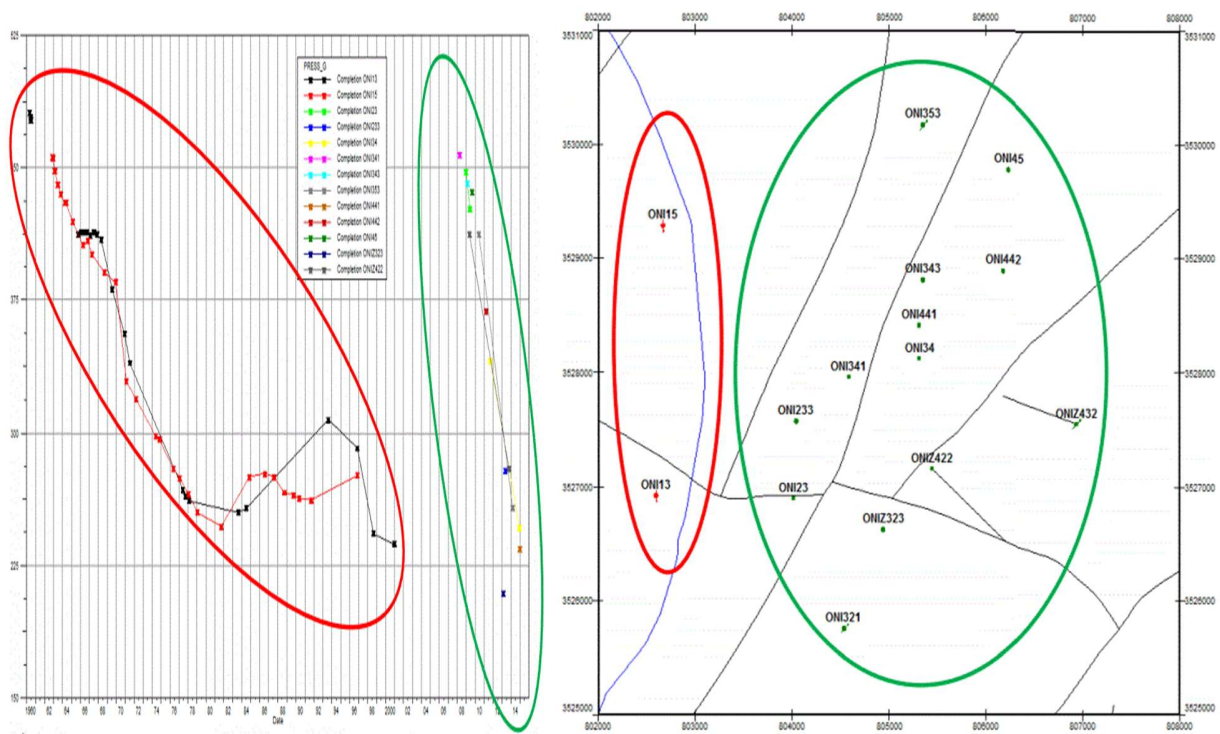


Figure0.24 : Pression du réservoir des puits producteurs et injecteurs.

L'analyse de la pression du réservoir montre un compartimentage probable (barrière entre les injecteurs et les producteurs)

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN Puits A L'ESP

k. Déclin de pression dans la zone de puits ONI23 :

Cette zone a subi un Déclin de pression de gisement due au manque de puits injecteur.

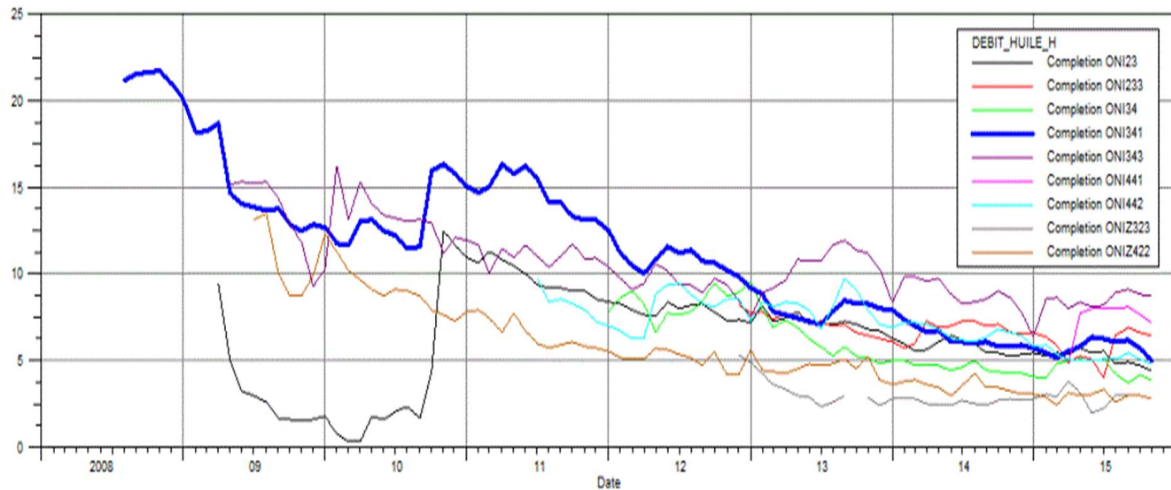


Figure0.25 : L'évolution de la pression du réservoir.

l. Déclin de pression du puits ONI23 :

Le puits a subi une chute de production comme il est indiqué dans la figure suivante :

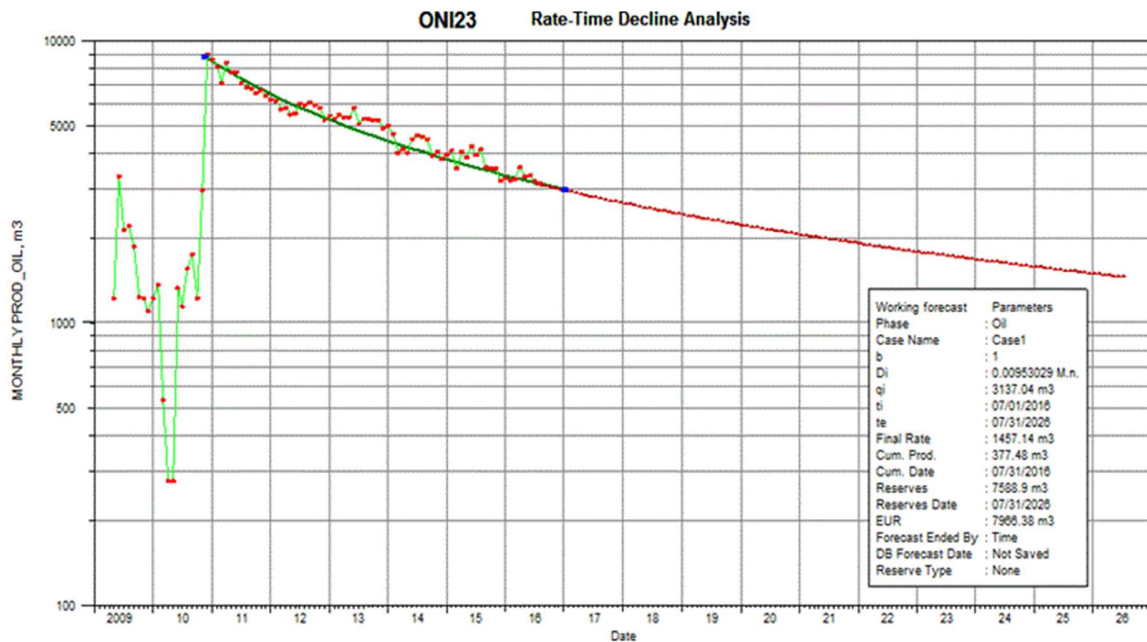


Figure0.26 : Production prévisionnelle d'ONI23.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUITTS A L'ESP

Résumé d'étude candidature:

- ◆ **ONI23** a été fracturé en 2010 et a amélioré l'indice de production et de productivité.
- ◆ Le puits **ONI23** a été fracturé en 2010, ce qui améliore la production du puits de 1,9 à 14m³/h et une bonne IP améliorée par la fracturation (bonne communication du réservoir).
- ◆ Aucun problème de flow assurance élevé comme le sel, l'asphalte, les écailles.
- ◆ Aucun risque de percée de gaz dans cette zone.
- ◆ Faible pression du réservoir (aucun support du réservoir) compartiment limité par un défaut.
- ◆ Pas de production d'eau dans cette zone.
- ◆ Le débit critique d'huile n'est pas connu.
- ◆ D'après l'historique du puits, les puits décalés et les raisons susmentionnées, il est clair que le puits **ONI23** est un bon candidat pour l'ESP.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUIITS A L'ESP

IV.5. Modélisation de Puits :

La production provenant des puits est sujette à de nombreux problèmes tels que les dépôts.

a. Collecte de données (données sur les fluides) :

Tableau IV.4 : Les données sur les fluides de l'ONI23.

Densité d'huile (API)	Densité du gaz	Densité d'eau	Salinité d'eau (ppm)	Pression au point de Bulle (kg/cm ²)
39.1	1.271	1.27	350000	158.05

b. Données PVT et de viscosité (données de calibration) :

Tableau 0.5 : PVT et données de viscosité de l'ONI23.

Pression (kg/cm ²)	Bo (m ³ /Sm ³)	Rs (Sm ³ /Sm ³)	Viscosité d'huile (cp)
158.05	1.934	221.2	0.25
126.55	1.791	174.7	0.26
98.43	1.678	138.9	0.37
70.31	1.580	108.8	0.30
42.18	1.482	80.1	0.43
21.09	1.405	61.4	0.41

Après avoir recueilli des données telles que : la caractérisation du puits, les données sur le puits, les données sur les fluides, nous analyserons les performances de ce puits à l'aide de l'analyse nodale et étalonnerons les corrélations du black oil à l'aide des données de laboratoire pour améliorer la précision de la modélisation. Nous analyserons également le comportement du puits avec une augmentation de water cut et mettrons en œuvre l'ESP lorsque le puits est incapable de s'écouler naturellement.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN Puits A L'ESP

c. Modélisation PIPESIM :

Le PFD est apparié en utilisant la pression estimée du réservoir de 300 kg/cm². L'AOFPP dans ces conditions est représenté dans le graphique ci-dessous :

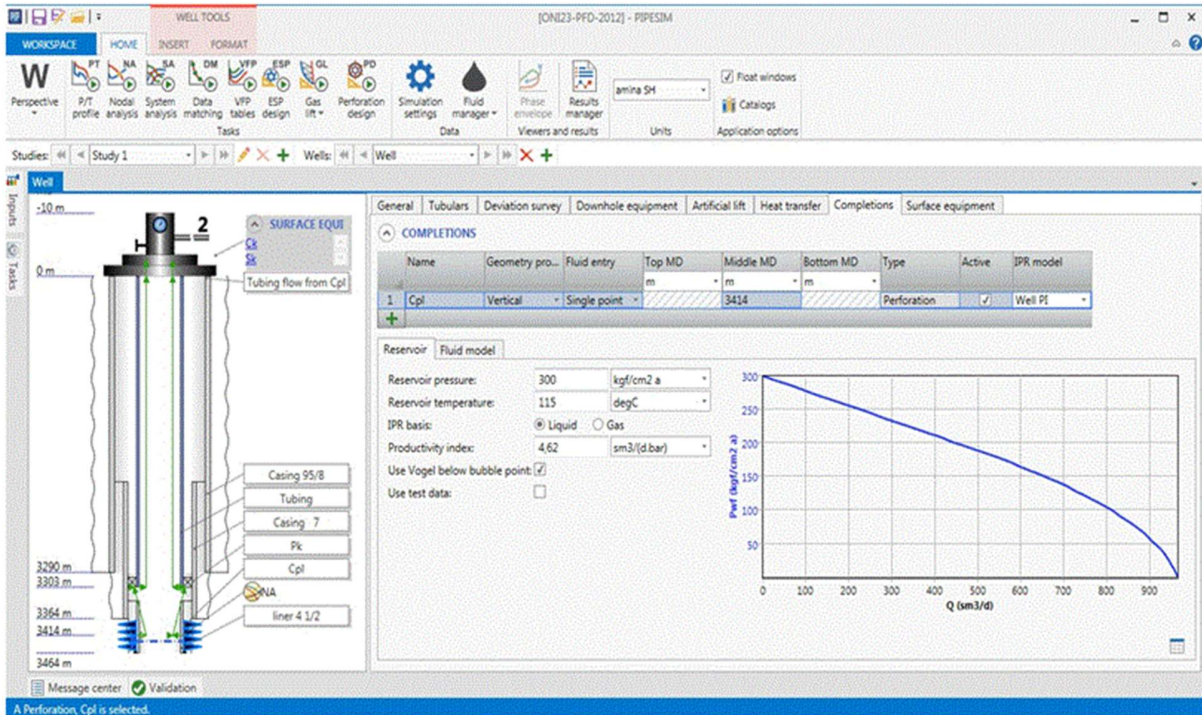


Figure0.27 : Le modèle de puits ONI23.

Le modèle PIPESIM de ce puits montre qu'il y a une bonne marge pour augmenter la production et un outflow amplifiable, le graphique d'analyse nodale est illustré dans la Figure (IV.17).

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUIS A L'ESP

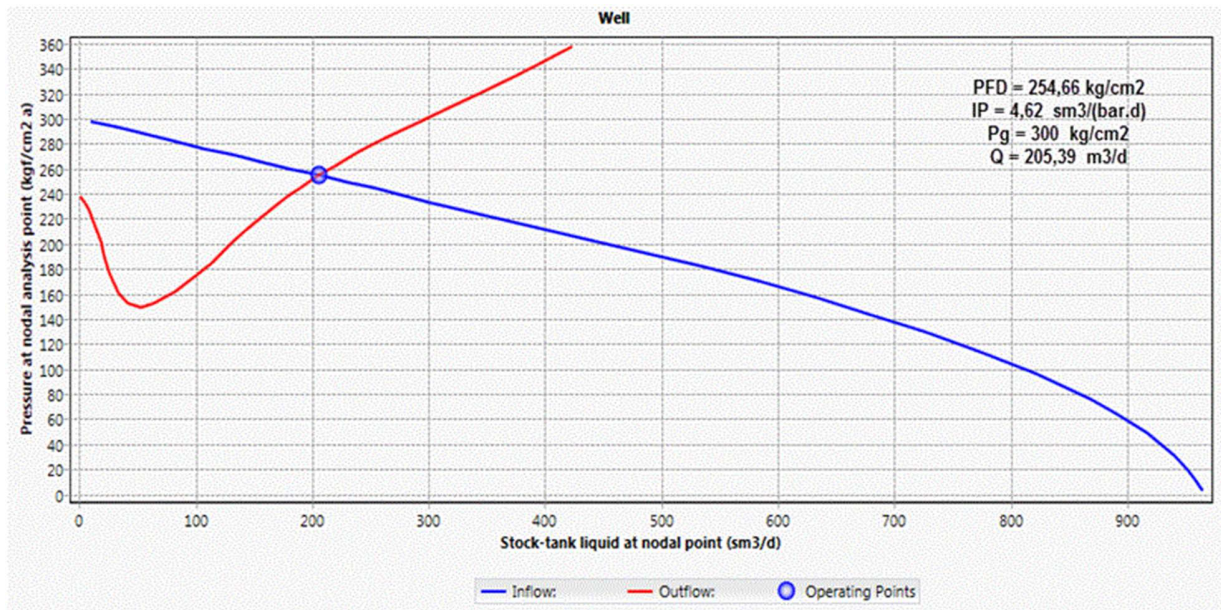


Figure0.28 : VLP/IPR matching du puits ONI23.

Le matching VLP/IPR de puits ONI23 nous a permis de voir le potentiel de ce dernier avec un débit max (AOF) de plus 900 m³/j. on remarque sur le point de fonctionnement VLP/IRP qui nous donne un débit Q=205.39 m³/j.

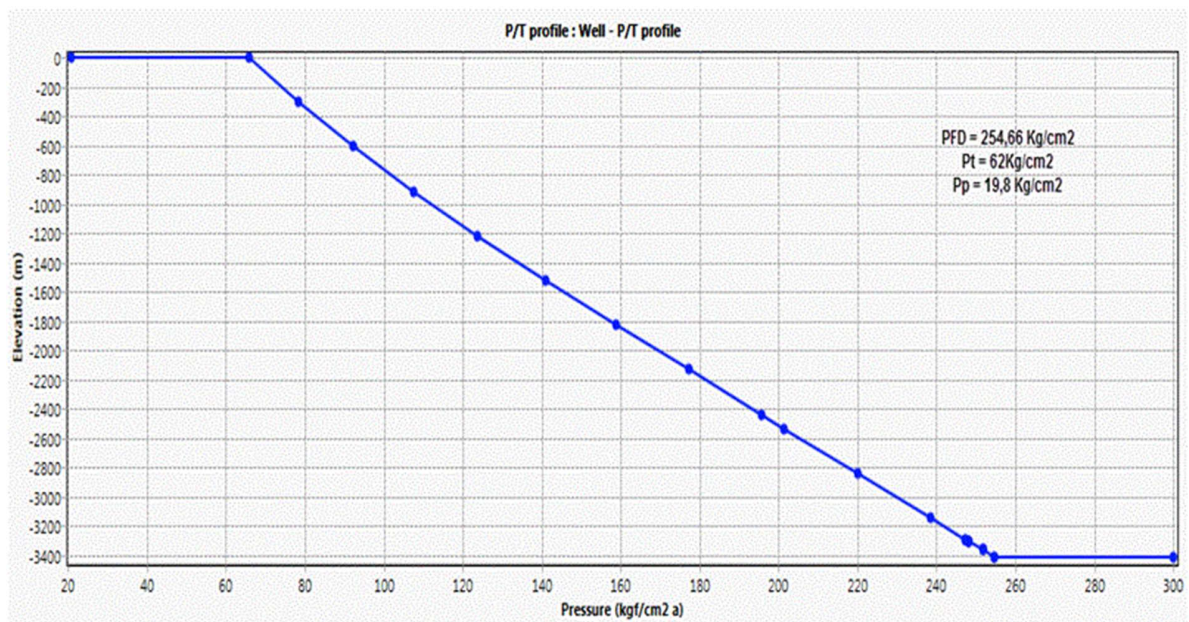


Figure0.29 : Profil P/T du puits ONI23.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN Puits A L'ESP

Basé sur Le modèle de puits, la meilleure corrélation qui donne une précision raisonnable pour ONI23 est **Beggs & Brill Original**, cette corrélation particulière sera sélectionnée pour une analyse plus approfondie. Les tracés générés à l'aide de cette corrélation sont mentionnés ci-dessous.

Jaugeage – 17/08/2016 : La simulation du jaugeage nous donne les résultats suivants :

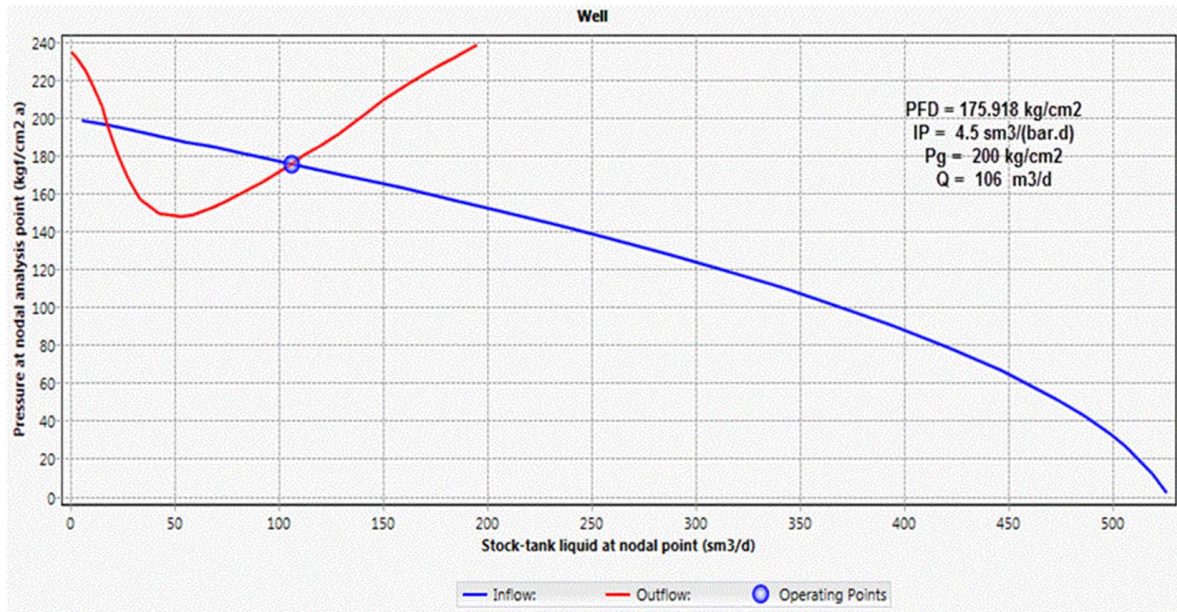


Figure0.30 : VLP/IPR matching du puits ONI23 (jaugeage).

La simulation de test jaugeage faite le 17/08/2016 montre une grand baisse de production de 100 m³/j, cette baisse considérable est justifier par une déplétion de pression de réservoir Q=106 m³/j.

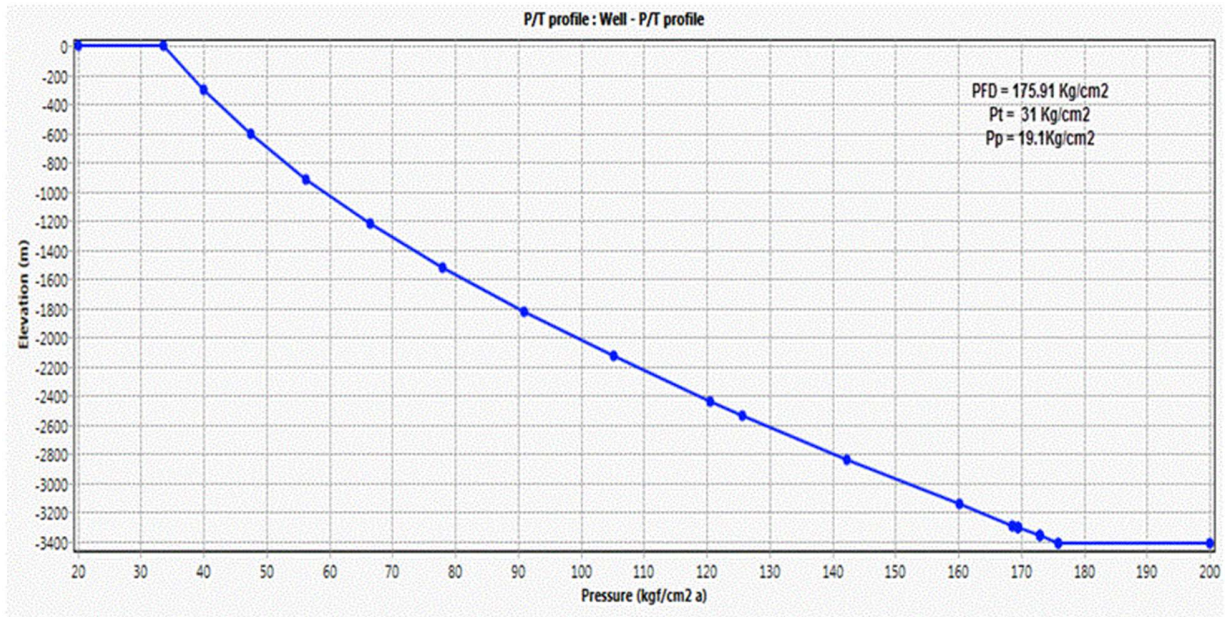


Figure0.31 : Profil P/T du puits ONI23 (jaugeage).

Le modèle IPR montre un bon Inflow, un bon AOFPP et une grande marge pour améliorer l'Outflow (VLP), dans ce cas l'utilité de la pompe ESP est recommandée.

d. Optimisation de gas-lift :

Basé sur le modèle de puits utilisant les derniers paramètres de jaugeage afin d'effectuer une optimisation de gas-lift. On commence à déterminer le débit optimal de gaz et le diamètre optimale de la duse, après on fait la simulation avec ces derniers paramètres.

Le débit optimal de gas-lift :

Comme indiqué dans la figure ci-dessous (Fig. IV.21) qui montre le débit de liquide maximal pouvant être obtenu pour **ONI23** correspondant au taux d'injection de gaz optimal de 14000 sm³/j avec une taille de calage optimale de 16 mm. La simulation de ce cas est illustrée à la figure (IV.22).

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN Puits A L'ESP

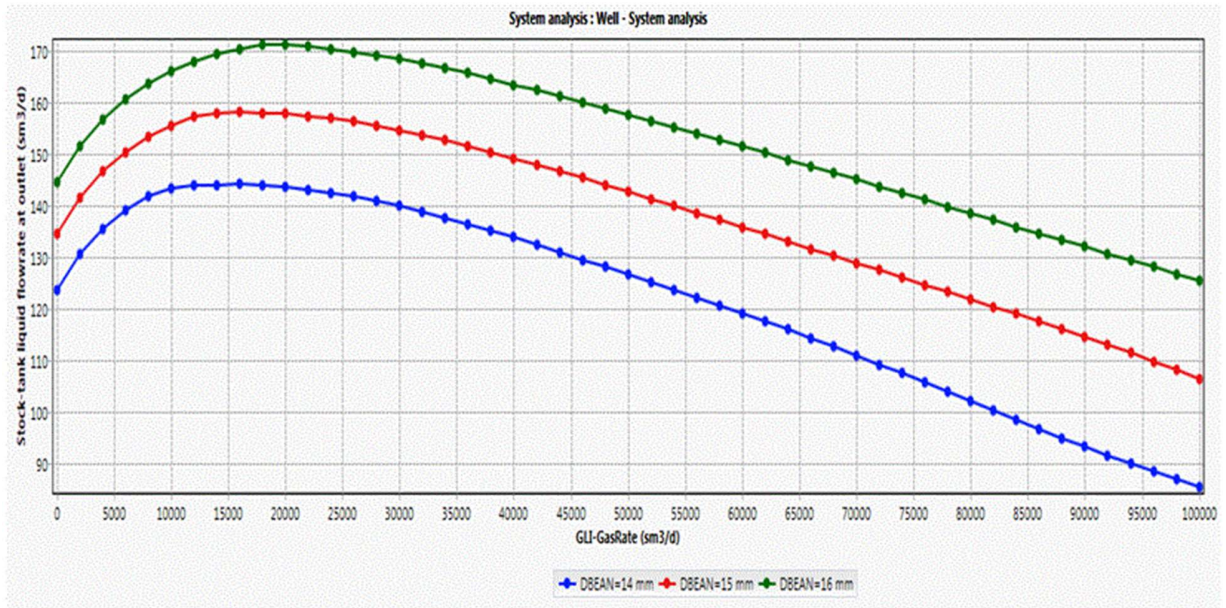


Figure0.32 : Effet de l'injection du gaz lift sur le débit.

Le graphe présente 3 exemples d'orifice du gas-lift (14/15 et 16 mm) avec une variation de débit d'injection (gas-lift), on peut choisir l'orifice 16 mm par rapport à son efficacité de production et de débit d'injection (gas-lift) optimal, on injecte 2000 m³/j pour avoir un débit d'huile Q= 170 m³/j.

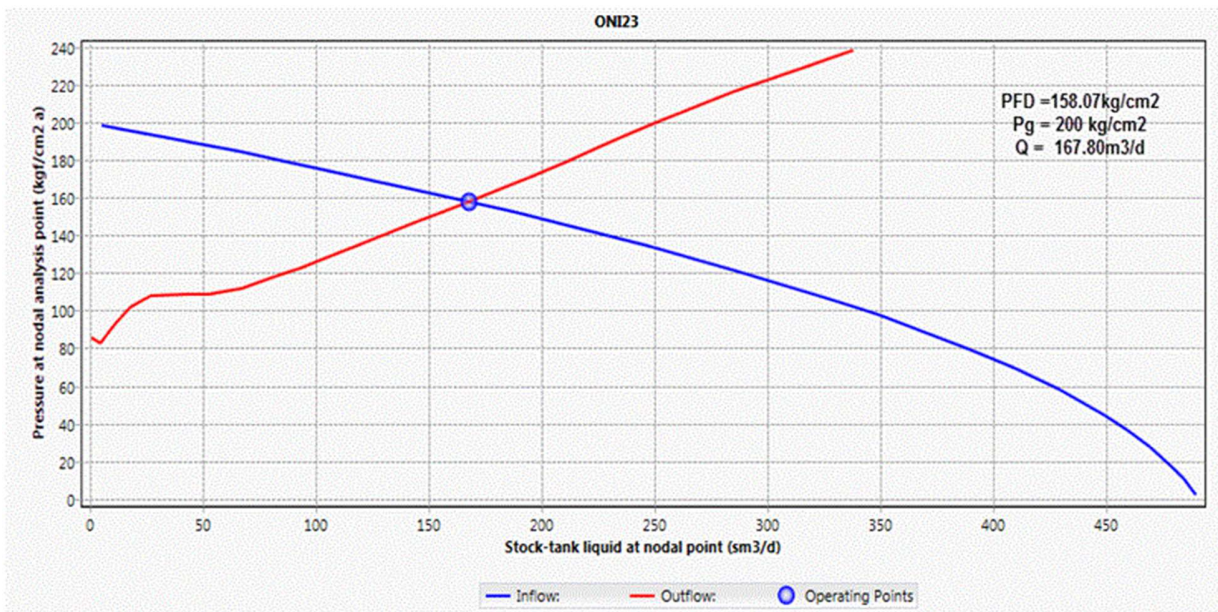


Figure0.33 : VLP/IPR matching du puits ONI233 (gaz lift).

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN Puits A L'ESP

Conformément à la conclusion, nous pouvons dire que le puits **ONI23** peut assurer un débit de 167,80 m³/j avec système de gas-lift.

e. Objectifs et analyse de design :

Critères de design : La figure suivante présente les différents critères de notre conception :

Figure0.34 : Critères de design.

La sélection de la pompe qui répond aux données d'entrée et aux exigences et résultats, comme indiqué dans la figure (IV.24). Le débit désiré est 216 m³/j, On choisira la pompe qui a le taux d'efficacité le plus élevé en tenant compte du type de pompe par exemple pour ce puits on a choisi la pompe **REDA 538 SN2600**.

Edit/View Information	
Design	
Design Rate	216,00 m3/d
Frequency	52,00 Hz
Separation Efficiency	97,34 %
Inlet	
Pressure	148,42 kgf/cm2
Liquid Rate	395,331 m3/d
Gas Rate	0,00 bbl/d
Gas Volume Fraction	0,00 %
Fluid Over Pump	2067,70 m
Fluid Level	1182,30 m
TDH	1444,37 m
Discharge	
Pressure	238,90 kgf/cm2
Pump	
Operation Rate	216,04 m3/d
Required Power	80,8 hp
Efficiency	66,52 %
Speed	3033,8 RPM

Figure0.35 : Les paramètres de la pompe choisie.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN Puits A L'ESP

Selon les critères de conception, la pompe suivante est choisie :

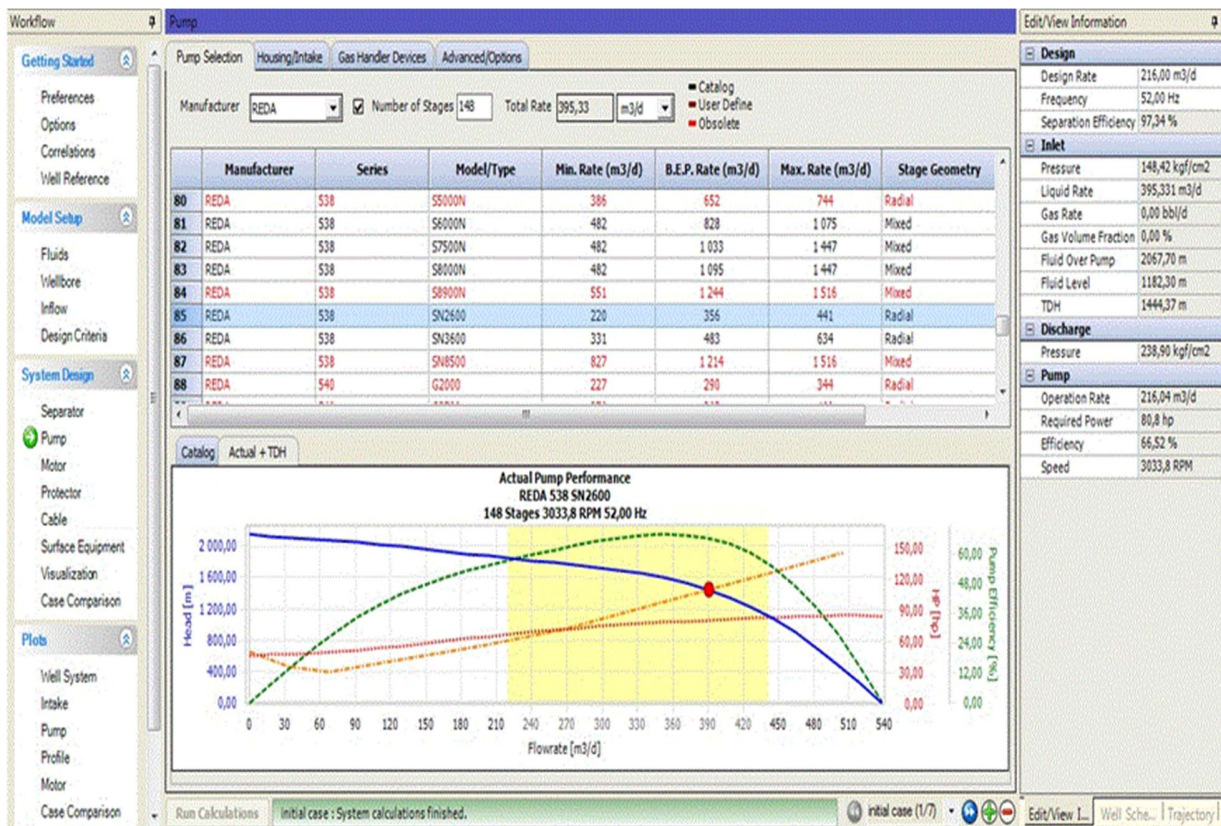


Figure 0.36 : Pompe sélectionnée avec courbe de performance catalogue et calcul associé et sélection des étapes de logement.

Design récapitulatif :

Tableau 0.6 : Design récapitulative.

Composant		Caractéristique
Pompe	Sélection de la pompe	REDA 538 SN2600, $Q_{min}=220 \text{ m}^3/\text{j}$, $Q_{max}=441 \text{ m}^3/\text{j}$, 80.8HP.
	Housing/intake	148 étapes type ARZ-CT.
	Dispositif de manutention de Gaz	540/540(AGH : G20-40).
Moteur	Sélection du moteur	562 Maximum HP: 120hp, Tension: 3002.6 v, Courant: 23.6 amp, Facteur de charge: 95.50%, Facteur nominal: 64%, Bobinage T: 148.19°C.
	capteur/jauge	Phoenix XT 150 type 1.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUIT A L'ESP

Protecteur	Sélection du protecteur	540 Maximum (HL, 5897 Kgf, Max T =177°C) BPBSL BPBSL, 6 chambres (TANDEM).
Câble	Sélection du câble	REDALEAD (ELBE), 5 KVA, 2 AWG, Max T =204.4°C Conducteur type (SOLID).
	MLE	KELB, 5 KVA, 4 AWG.
Séparateur	Sélection du séparateur	VGSA S20-90(538/540).
VSD	Sélection VSD	SCHLUMBERGER SpeedStar SWD NEMA-3/R.
Paramètre de puits		Débit =106.24 m³/j, Fréq = 52 hz, Rp=200 kg/cm²; Wcut=0 %.

La performance de la pompe :

Cette pompe est le choix optimal car elle fonctionne dans la plage de fonctionnement recommandée (ROR), non loin de la meilleure ligne de rendement et avec un nombre minimum d'étages.

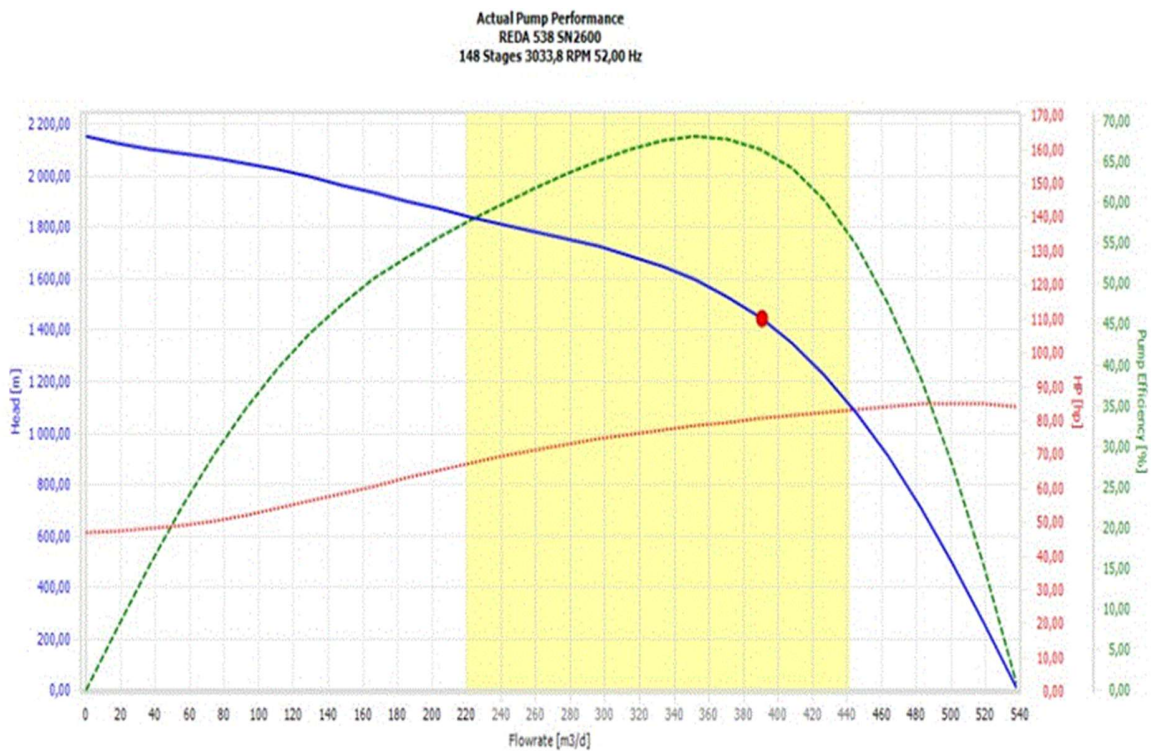


Figure0.37 : Courbe de performance de la pompe SN2600.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUIT A L'ESP

Comme indiqué dans les courbes de performance de la pompe (Fig. IV.26), la pompe sélectionnée SN2600 génère une tête de 1444,37 m, et un débit de 216 m³/j, le changement de densité des fluides ne change pas la tête de pompe mais seulement la pression de la tête de puits.

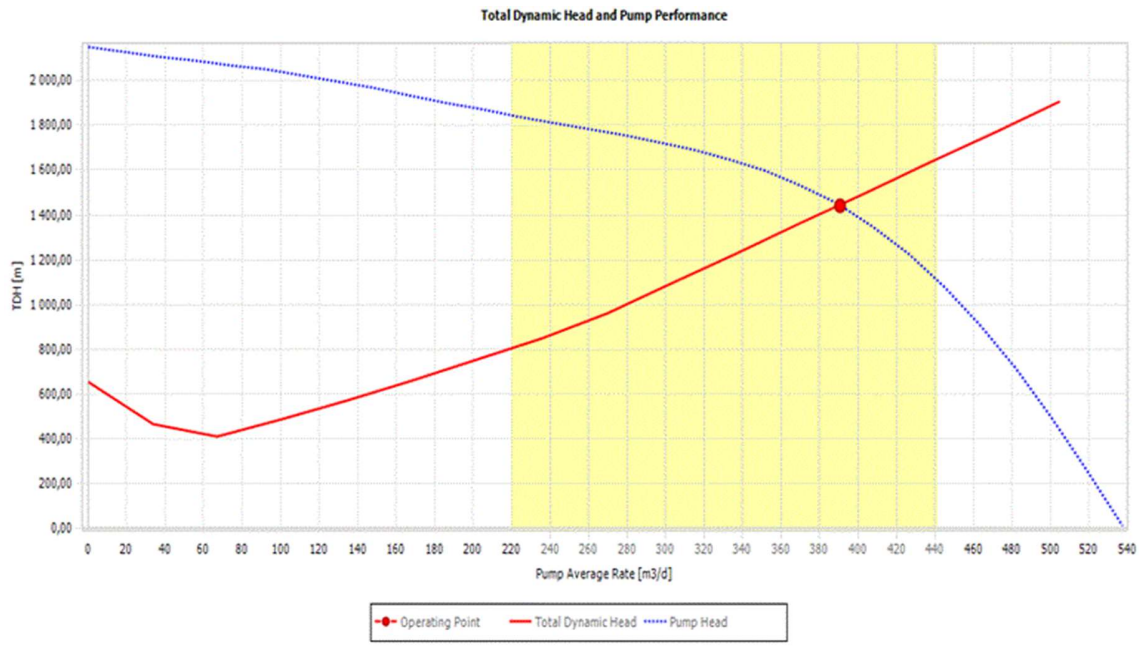


Figure0.38 : TDH par rapport au débit de la pompe.

Dans le cas de notre puits **ONI23**, la pompe est à l'intérieur de la plage de fonctionnement recommandée (ROR). Moins il y aura d'étages et plus il y aura d'efficacité, plus la SN2600 sera probablement la meilleure pompe dans la situation actuelle et dans les pires cas à l'avenir, plus la WC et la GOR diminueront la pression du réservoir et la IP.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN Puits A L'ESP

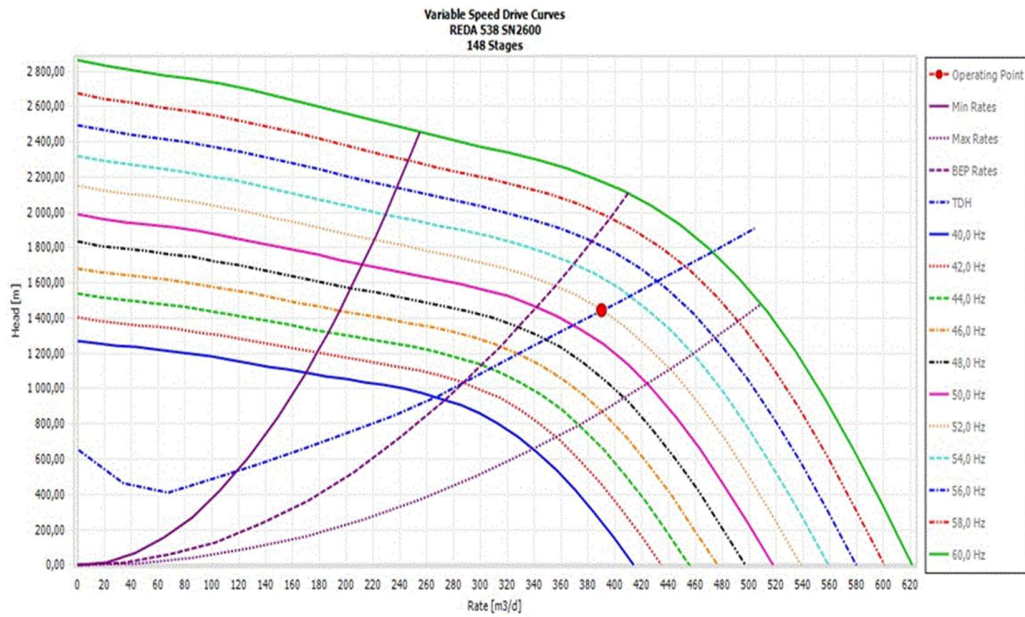


Figure0.39 : Courbes d'entraînement à vitesse variable.

Profil T-P : la courbe suivante (Fig. IV.29) représente la variation de la pression en fonction de la profondeur après l'installation de la pompe. La courbe de pression montre une forte pression au point d'installation de la pompe.

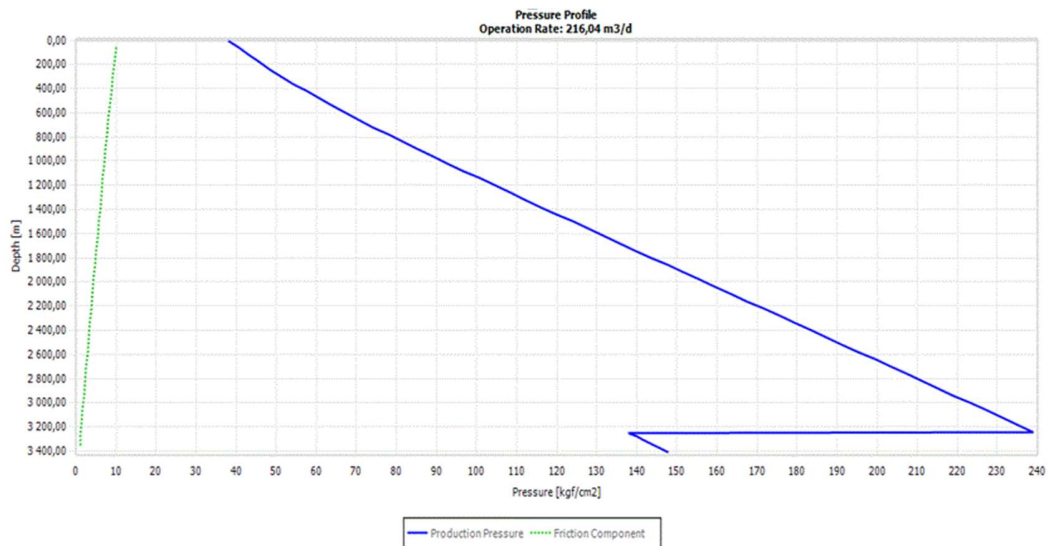


Figure0.40 : profil de pression.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUIT A L'ESP

La performance du moteur :

Selon les résultats du débit de design, nous sélectionnons le moteur adéquat pour notre système avec faible courant et haute tension et puissance (HP), la sensibilité doit être faite pour vérifier l'utilité de ce moteur dans le pire des cas et des conditions comme l'augmentation de WC et GOR et la diminution de la pression du réservoir et IP. Si le point de fonctionnement est hors plage, nous pouvons régler le modèle en utilisant les paramètres de la pompe comme la fréquence et le diamètre de chock pour ajuster la pression de la tête de puits, pour faire glisser le point de fonctionnement dans la plage de la pompe et le maintenir loin de la poussée descendante et ascendante (Down-Thrust et Up-Thrust).

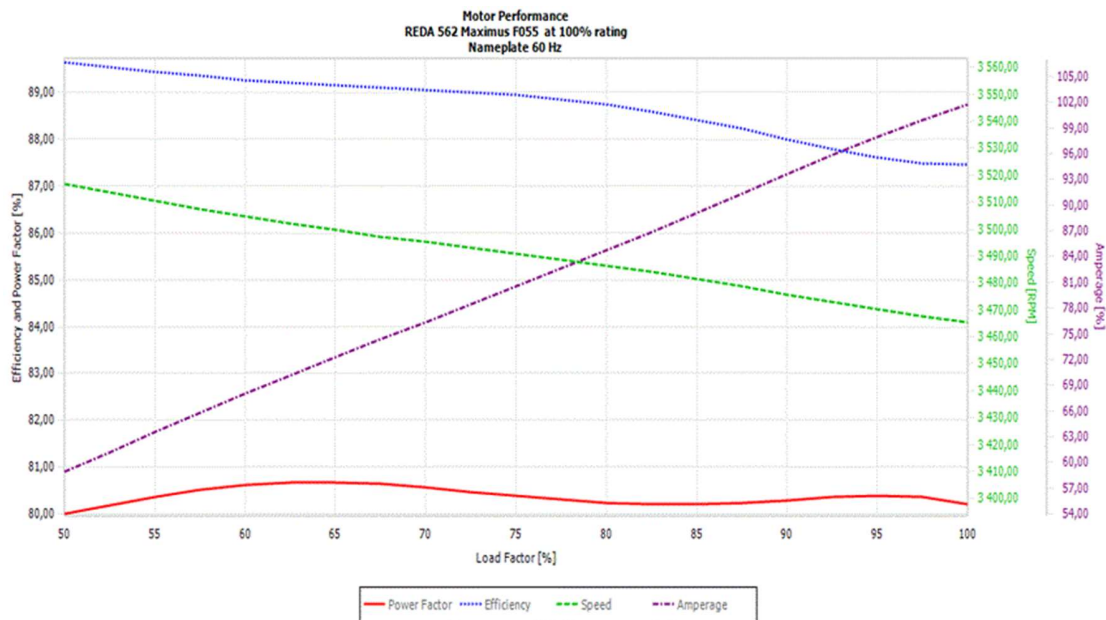


Figure0.41 : Performance du moteur.

Le facteur de charge du moteur est d'environ 95,50 %, il est à noter que si nous plaçons plus de charge sur le même moteur, nous obtenons beaucoup plus de lignes de flux nécessaires pour générer la puissance nécessaire. Un autre facteur limitant sera la température différentielle. Au fur et à mesure que le moteur se réchauffe, les composants se dilatent à des rythmes différents puisque tous les matériaux ne sont pas les mêmes. Le moteur sélectionné a une température d'enroulement totale de 148.19 °C.

CHAPITRE IV ÉTUDE CANDIDATURE ET MODÉLISATION D'UN PUITIS A L'ESP

Installation de la pompe :

Étant donné que la production d'eau est le facteur limitant, les pompes doivent pouvoir fonctionner avec des débits d'eau élevés et des GOR élevés. Après l'étude que nous avons faite précédemment, on peut dire que la pompe choisie pour ce puits est valable dans les différentes conditions du puits.

Conclusion et recommandation :

La simulation a montré que l'**ONI23** a un bon Inflow avec un AOFP important et un Outflow amplifiable (VLP). Selon l'historique du puits et la sensibilité dans les différents cas avec gas-lift et ESP afin de sélectionner la meilleure méthode d'artificial lift, il est fortement recommandé de :

- ◆ Exécuter Build-Up pour obtenir des données de puits.
- ◆ Utiliser les nouvelles données de puits pour mettre à jour la conception de la pompe ESP.
- ◆ Selon l'étude de cas effectuée, il est clair que la pompe peut fonctionner dans tous les cas dans la plage de fonctionnement recommandée (ROR).

Sur la base de la simulation du modèle de puits avec le gas-lift et l'ESP, nous pouvons conclure que l'ESP est la meilleure méthode d'artificial lift. On remarque qu'après l'installation de la pompe le débit augment par 103.77% de débit de puits sans pompe (de 4.42 m³/h à 9 m³/h).

CONCLUSION
GÉNÉRALE ET
RECOMMANDATIONS

Conclusion générale :

L'exploitation du pétrole est une opération qui nécessite une logistique importante, tout au long de la durée de vie du gisement, donc il est évident que les techniques d'extraction se sont considérablement améliorées au fil des ans.

Ce travail est une contribution à l'amélioration de la production par l'application des pompes électriques submersibles (ESP) dans le champ de Hassi Messaoud.

Nous avons tenté au cours de cette étude de proposer la mise en place d'une pompe ESP dans le puits ONI23, et d'optimiser la production et les performances en utilisant la modélisation par le simulateur PIPESIM.

Le comportement de water cut est le facteur le plus important qui affectera l'efficacité de la pompe et la production d'huile. D'après l'étude du réservoir réalisée, il est clair qu'il n'y a pas de percée d'eau significative observée dans les puits décalés et qu'il n'y a aucun risque de percée de gaz, mais la GOR peut augmenter si la pression du réservoir diminue sous la pression du point de bulle.

Le pompage ESP dans le champ reste une technique indispensable dans des conditions qu'il est impossible d'utiliser le gas-lift (manque de gaz dans la région). Alors, le choix de design, les procédures suivies durant le travail par l'ESP et le contrôle des paramètres de la production améliorent beaucoup la durée de vie des instruments et rendent ce système un outil très puissant de la production, puisque l'implantation des pompes ESP a un risque très important à cause de la complexité des équipements.

En guise de conclusion, la solution proposée a prouvé son efficacité et sa faisabilité pour donner une augmentation très large de la production par rapport à l'état naturelle de puits ONI23. Le gain de la production d'huile après l'installation de la pompe ESP est 216 m³/j, On peut voir qu'il y a une augmentation du débit égal 2 fois par rapport à l'état initial. Cependant les résultats de notre étude peuvent être améliorés, tout va dépendre de la stabilité de la solution.

Recommandations :

Au travers le travail que nous avons réalisé, nous avons pu sortir avec des recommandations qui touchent à plusieurs points pour améliorer la production des puits en perte d'éruptivité dans le but d'atteindre l'objectif de développement du champ étudié, nous recommandons ce qui suit :

- ◆ Les candidatures de système de pompage électrique doivent être bien choisies.
- ◆ Établir un design de base et tenir en compte des futurs changements des paramètres réservoir (Pg, GOR, WC, IP...) pour pouvoir faire des prédictions et des scénarios de productions plus exacte dans le futur.
- ◆ Déterminer le comportement du réservoir à partir des tests périodiques effectués sur les puits.
- ◆ Avant d'installer le système, tenir comptes des problèmes d'exploitation qui peuvent être présentes dans le puits tel que : les solides (débris, sable...), les dépôts minéraux (sel, scale...) et organique (asphaltène...) et prévoir la solution adéquate.
- ◆ Un design de plate forme est recommandé pour un emplacement bien déterminé des équipements de surface.
- ◆ Substitution GL par ESP pour réduire la quantité de gaz dans le réseau (puits GL raccordés à un collecteur super chargé).
- ◆ L'étude de ce puits montre qu'il est un bon candidat pour l'ESP avec les meilleurs critères par rapport à gaz lift, Pour cela il est fortement recommandé de changer la méthode de levage artificiel principalement dans la zone avec une faible pression de gaz, aucune formation d'hydrate et sans problème de flow assurance comme l'asphaltène.
- ◆ Une étude économique est recommandée avant de choisir les équipements de l'ESP
- ◆ Il est recommandé de faire des puits injecteur d'eau dans la zone des ONI pour maintenir la délivrabilité du réservoir et prolongé la durée de la vie des pompes installées.
- ◆ Il est recommandé de faire une étude comparative entre le gaz lift et la pompe ESP pour les prochains puits candidats.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] Zeroug, S., Bounoua, N., & Lounissi, R. (2007). Well Evaluation Conference (WEC), Algérie 2007. *Sonatrach-Schlumberger/Wetmore Printing, Houston, TX.*
- [2] BESSA, F. (2004). *RESERVOIR CHARACTERIZATION AND RESERVOIR MODELING IN THE NORTHWESTERN PART OF HASSI MESSAOUD FIELD ALGERIA* (Doctoral dissertation, University of Hamburg).
- [3] Mitra, N. K. (2012). *Principles of artificial lift* (Vol. 1). Allied Publishers.
- [4] Modahi, M. H. (2012). The importance of electrical submersible pumps (ESPs) in maximizing oil recovery. *Nova Scotia. Halifax: Dalhousie University Halifax.*
- [5] Honegger, J. L. (1984). *Activation de puits géothermiques par gas-lift continu*. Rapport B.R.G.M 84 SGN 195 IRG.
- [6] Sinigre, L. (2006). *Étude des instabilités dans les puits activés par gas-lift* (Doctoral dissertation).
- [7] Basic Artificial Lift. Canadian Oilwell Systems Company Ltd.
- [8] D. PERRIN. (2000). Activation des puits, ENSPM formation industrie.
- [9] Production. SCM Daleel. Consulté le 05 Août 2020, sur <https://scmdaleel.com/categories/production>
- [10] Clegg, J. D., Bucaram, S. M., & Hein, N. W. (1993). Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods (includes associated papers 28645 and 29092). *Journal of Petroleum Technology*, 45(12), 1-128.
- [11] Perrin, D., & Gaillot, G. (1995). *Production fond (La)*. Editions OPHRYS.
- [12] Nguyen, T. (2020). *Artificial Lift Methods: Design, Practices, and Applications*. Springer Nature.
- [13] Banaga, M. (2009). Electrical Submersible Pump Manual for Clients. Schlumberger document.
- [14] Takacs, G. (2009). Electrical Submersible Pumps Manual: *Design, Operations, and Maintenance: Access online via Elsevier.*
- [15] Dmour, H. N. (2013). Optimization of Well Production System by NODAL Analysis Technique. *Petroleum science and technology*, 31(11), 1109-1122.
- [16] Guo, B. (2011). *Petroleum production engineering, a computer-assisted approach*. Elsevier.
- [17] Lyons, W. (2009). *Working guide to petroleum and natural gas production engineering*. Gulf Professional Publishing.
- [18] Satter, A., Iqbal, G. M., & Buchwalter, J. L. (2008). *Practical enhanced reservoir engineering: assisted with simulation software*. Pennwell Books.
- [19] Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Elsevier.

BIBLIOGRAPHIE

- [20] Sunardi, A. H., Setiati, R., & Samsol, S. (2019, December). Application of pressure build up analysis for reservoir oil. In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 1402, No. 5, p. 055105). IOP Publishing.
- [21] Lyons, W. C., & Plisga, G. J. (2011). *Standard handbook of petroleum and natural gas engineering*. Elsevier.
- [22] Fetoui, I. (2017, may 11). Introduction to IPR and VLP. Production Technology. Consulté le 17 juillet 2020, sur <https://production-technology.org/introduction-ipr-vlp/>
- [23] Beggs, H. D. (1991). Production optimization using nodal analysis, OGCI and Petroskills Publications Tulsa, Oklahoma.
- [24] Vertical Lift Performance. Pengtools. Consulté le 05 Août 2020, sur <https://wiki.pengtools.com/index.php?title=VLP>
- [25] Economides, M. J., Hill, A. D., & Ehlig-Economides, C. (1994). Petroleum production systems, United States.
- [26] Mahmud, H., Huque, M. M., & Mandal, P. C. (2017). Developing Optimum Production Strategy of Kailashtilla Gas Field and Economic Analysis. In *ICIPEG 2016* (pp. 809-817). Springer, Singapore.
- [27] Schlumberger Information Solution. (2010). PIPESIM Fundamental (Workflow / Solution Training). Schlumberger.
- [28] Schlumberger. (2018). PIPESIM 2017 Steady-State Multiphase Flow Simulator. Schlumberger document.

ANNEXE

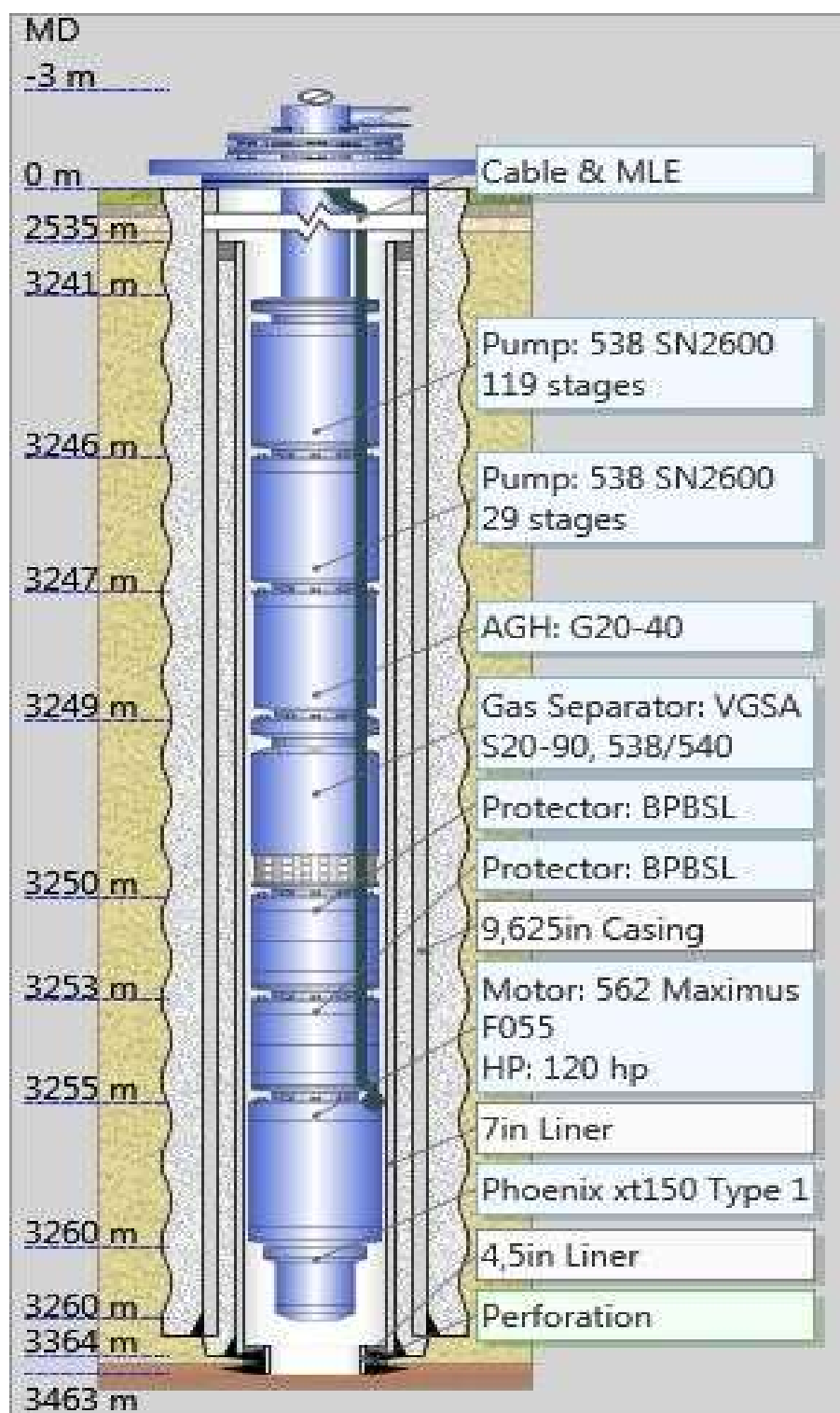


Figure D.5 : Schéma de la complétion de puits avec la pompe SN2600.

ANNEXE

Date Mesure	Diam. Duse (mm)	UnitéSépar.	Débit(m³/h)		GOR	Pression(kg/cm²)			Temp. Huile (°C)	K Psi	Débit Eau (l/h)	
			Huile	Gaz		Press. Tete	Press. Pipe	Press. Separ.			Récupérée	Injectée
10/02/2010	10	1440	.4	215.60	538	23.4	19.3	3.59	13	3.3833	0	0
12/05/2010	10	-	1.58	149.58	95	20	17	3.26	27	.6987	0	0
05/09/2010	10	600	1.19	133.27	112	21.5	18.6	3.57	24	.9638	0	0
26/10/2010	12	-	14.94	2657.27	178	134.5	21.7	4.49	33	.7885	0	0
01/11/2010	10	655	13.01	1711.17	131	132	23	5.71	30	.64	0	0
28/02/2011	10	-	11.52	1327.04	115	104	23	4.28	22	.5694	0	0
15/06/2011	10	-	9.84	1353.69	138	93	21	4.89	32	.5962	0	0
23/10/2011	10	-	8.89	1473.67	166	73	18	4.59	28	.5181	0	0
30/05/2012	10	600	8.57	1347.33	157	62	19.8	6.53	36	.4564	0	0
18/10/2012	10	720	7.46	1457.85	196	60	21.6	5.2	35	.5078	0	0
31/01/2013	10	Vx29	7.94	1207.60	152	50.7	23.1	--	17	.4665	0	0
18/04/2013	10	Vx29	7.51	1122.60	150	54.4	23	--	--	.4572	0	0
18/05/2013	10	Vx29	7.39	1119.60	152	53	24.3	--	--	.4525	0	0
16/12/2013	10	600	6.33	1046.93	165	46.8	23	4.28	26	.4662	0	0
03/03/2014	10	600	5.52	1013.79	184	45	21.5	4.28	30	.5142	0	0
04/05/2014	10	Vx29	6.09	916.00	150	43.4	20.6	--	--	.4495	0	0
28/08/2014	10	655	5.47	463.80	85	42	19	4.28	39	.4842	0	0
13/12/2014	10	1440	5.49	602.21	110	40.2	21.7	21.72	24	.4618	0	0
12/01/2015	10	1440	5.82	580.94	100	39.8	18.7	18.76	21	.4315	0	0
05/04/2015	10	1440	5.84	576.74	99	38.5	19	19.17	28	.4161	0	0
28/07/2015	10	600	4.7	517.96	110	35.5	16.5	4.59	36	.4761	0	0
22/10/2015	10	FastQ	4.4	904.32	206	35	22.6	--	25	.5019	0	0
05/02/2016	10	1440	4.89	536.96	110	33.97	17.66	18.21	19	.4379	0	0
10/05/2016	10	1440	4.57	589.91	129	32.4	19.75	20.1	27	.4469	0	0
17/08/2016	10	FastQ	4.42	806.84	182	31	19.1	--	32	.4422	0	0

11/11/2016	10	Vx29	4.26	631.40	148	29.8	14.7	--	22.6	.4416	0	0
31/12/2016	10	1440	4.42	420.84	95	29.39	19.76	20.01	22	.4198	0	0
16/03/2017	10	-	4.5	673.57	150	27.2	18.9	--	15.56	.3814	0	0
27/05/2017	10	600	2.76	290.82	105	26	21	4.28	30	.5598	0	0
23/06/2017	10	Vx29	3.32	506.90	153	27	21.2	--	--	.497	0	0
05/02/2018	9.53	1440	.93	697.39	747	17.5	5	5	19	1.0844	200	0
01/03/2018	10	Vx29	1.47	608.23	413							

Figure F.7 : Historique de jaugeage du puits ONI 23.

Annexe H : REDA Electrical Submersible Pump Systems.

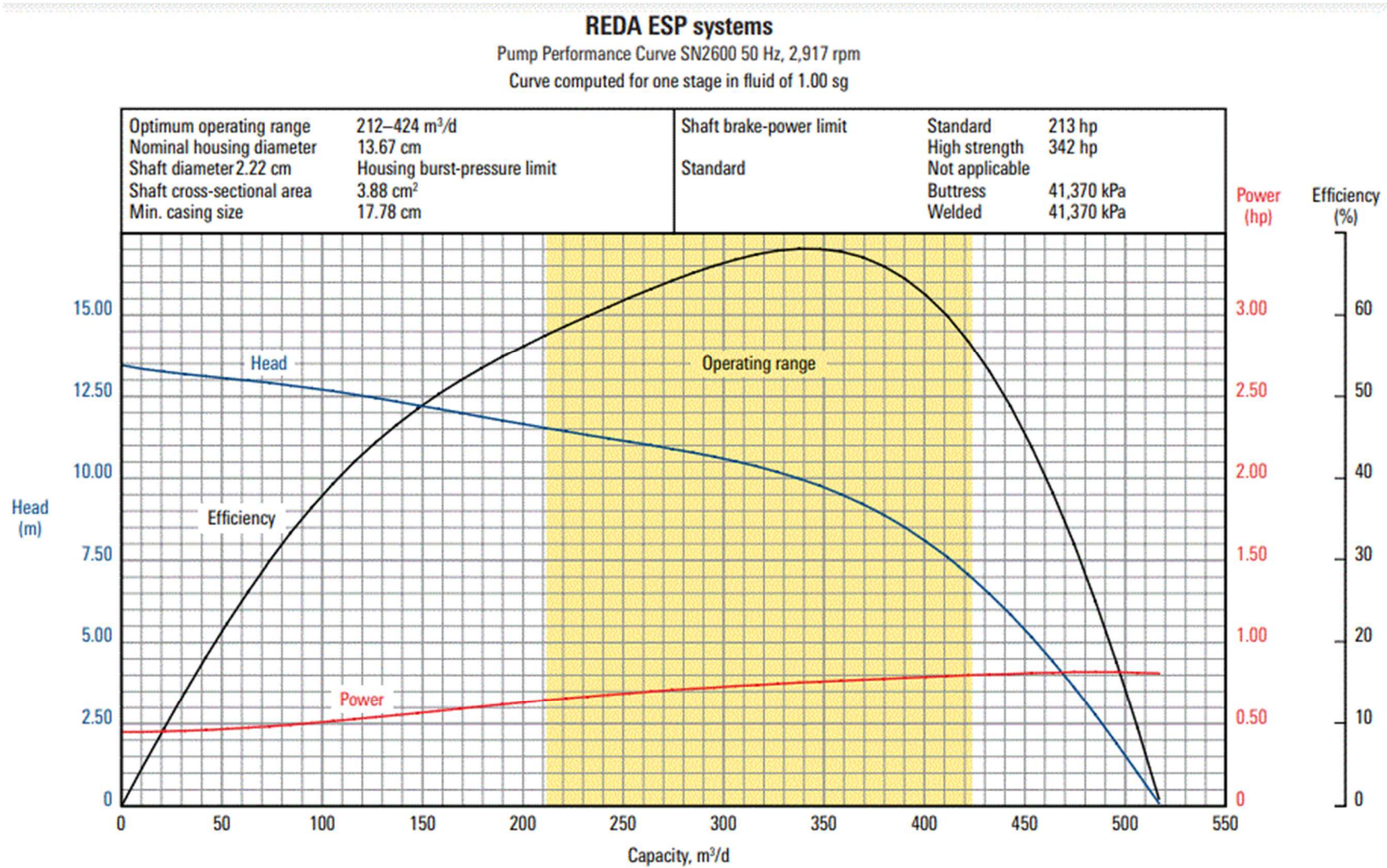


Figure I.10 : Courbe de performance de la pompe SN2600.

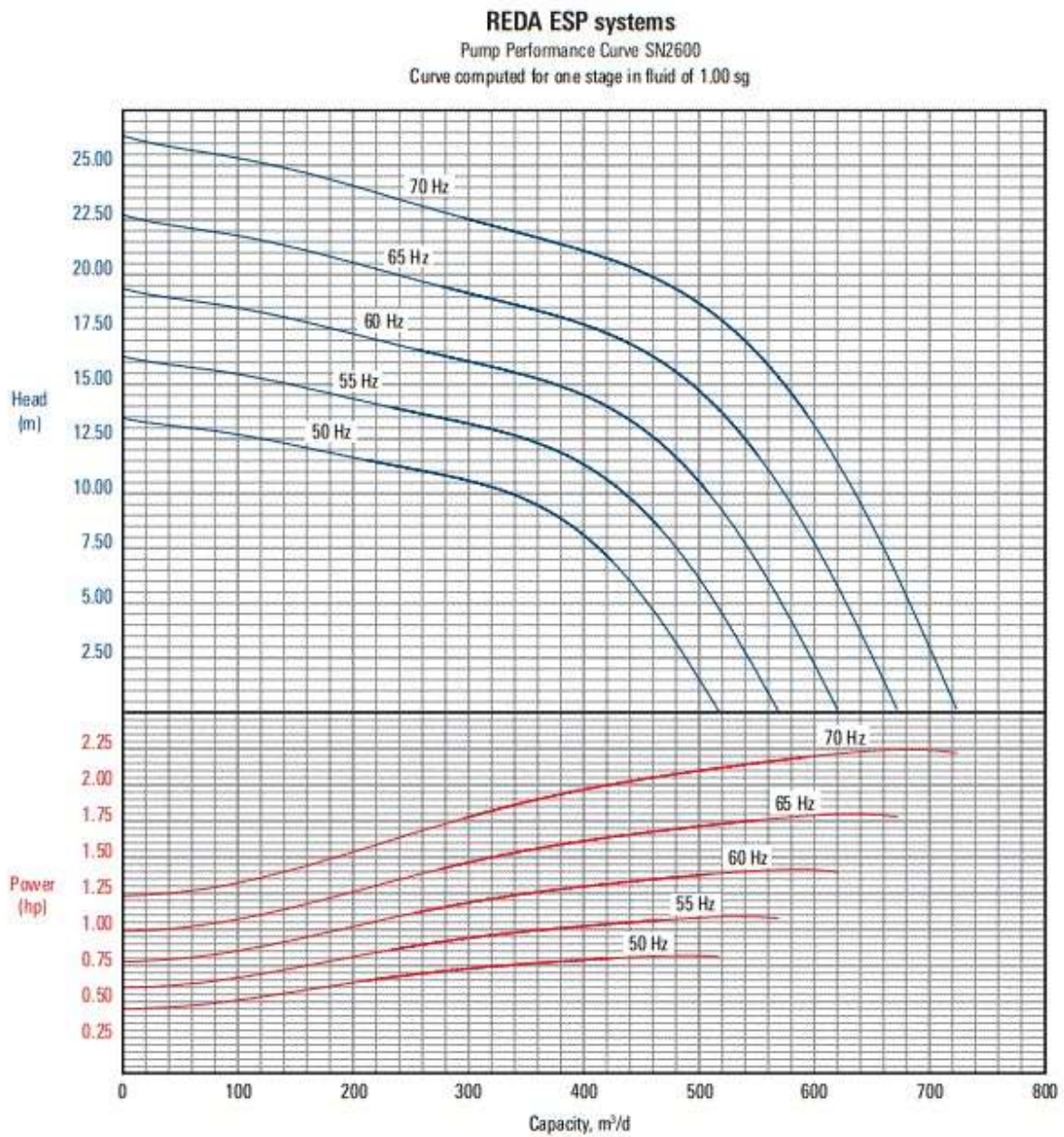


Figure K.12 : les Courbes des performances de la pompe REDA SN2600.